

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Саяно-Шушенский филиал

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электротехнических  
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.И. Татарников

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме бакалаврской работы**

Студенту Аравгееву Борису Сергеевичу.

Группа ГЭ13-02Б. Направление (специальность) 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование Гэсэрской ГЭС на реке Большой Енисей. Системы возбуждения ГГ, особенности и конструктивное исполнение, электрические схемы, назначение узлов, методы контроля и системы измерений.

Утверждена приказом по университету № 47 от 31.03.2017

Руководитель ВКР И.Ю. Погоняйченко, Начальник оперативной службы Саяно-Шушенской ГЭС.

Исходные данные для ВКР среднемесячные расходы реки Большой Енисей; кривая зависимости объемов водохранилища от уровня воды в нем  $V = f(Z_{вб})$ ; кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе  $Q = f(Z_{нб})$ ; число часов установленной мощности  $T = 4200$  ч; коэффициент мощности  $k_N = 8,98$ ; потери напора в водоподводящих сооружениях  $\Delta h = 0,4$  м; отметка НПУ 714 м; отметка УМО 697,62 м.

Перечень разделов ВКР 1.Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС; 2.Водно-энергетический расчет; 3.Выбор основного и вспомогательного оборудования; 4.Электрическая часть; 5.Релейная защита и автоматика 6.Компоновка и состав сооружений; 7. Охрана труда. Пожарная безопасность. Экология ГЭС; 8.Технико-экономические показатели; 9.Системы возбуждения ГГ, особенности и конструктивное исполнение, электрические схемы, назначение узлов, методы контроля и системы измерений.


Перечень графического материала 1.Выбор установленной мощности Гэсэрской ГЭС; 2.Разрез по станционной части Гэсэрской ГЭС; 3.Главная схема электрических соединений Гэсэрской ГЭС; 4.Генеральный план Гэсэрской ГЭС; 5.Разрез по водосливной плотине Гэсэрской ГЭС; 6.Сбор нагрузок на водосливную плотину Гэсэрской ГЭС; 7.Технико-экономические показатели проекта Гэсэрской ГЭС; 8. Системы возбуждения ГГ, особенности и конструктивное исполнение, электрические схемы, назначение узлов, методы контроля и системы измерений.

Руководитель ВКР

Задание принял к исполнению



подпись



подпись, инициалы и фамилия студента

И.Ю. Погоняйченко

инициалы и фамилия

Б.С. Аравгеев

«31» марта 2017 г.



Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Саяно-Шушенский филиал

## ОТЗЫВ

Руководителя Погоняйченко И. Ю Инженер ОС Филиала ПАО «РусГидро»  
«Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»

На выпускную квалификационную работу Аравгеева Бориса Сергеевича в форме бакалаврской работы «Проектирование Гэсэрской ГЭС на реке Большой Енисей. Системы возбуждения ГГ, особенности и конструктивное исполнение, электрические схемы, назначение узлов, методы контроля и системы измерений»

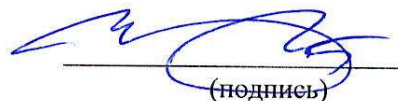
Выпускная квалификационная работа, выполненная на тему «Проектирование Гэсэрской ГЭС на реке Большой Енисей. Проектирование Гэсэрской ГЭС на реке Большой Енисей. Системы возбуждения ГГ, особенности и конструктивное исполнение, электрические схемы, назначение узлов, методы контроля и системы измерений», содержит разделы: введение, анализ исходных данных, водно – энергетические расчеты, выбор основного и вспомогательного оборудования, расчёт гидротехнических сооружений и компоновку гидроузла, силового электрооборудования и электрических аппаратов, релейной защиты основных элементов главной схемы ГЭС, определение технико-экономических показателей ГЭС.

Выпускная квалификационная работа выполнена на 157 листах пояснительной записки и 9 листах чертежей. По содержанию разделов, глубине проработки и расчётному материалу соответствует требованиям предъявляемым к выпускной квалификационной работе.

Особое внимание заслуживает спец. вопрос. Был проведен анализ технических характеристик существующих СВ. Выявлены достоинства и недостатки каждой из них. Установлены основные требования, которым они должны удовлетворять, а так же режимы работы, которые они должны обеспечивать. Произведен выбор и описание СВ для проектируемой станции.

В целом выпускная квалификационная работа «Проектирование Гэсэрской ГЭС на реке Большой Енисей. Системы возбуждения ГГ, особенности и конструктивное исполнение, электрические схемы, назначение узлов, методы контроля и системы измерений» заслуживает оценки «отлично», а разработчик Аравгеев Б.С. присвоения квалификации «бакалавр».

Дата 15.06.17

  
(подпись)

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В.И. Татарников

  
подпись

« 17 » 07 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГЭСЭРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БОЛЬШОЙ  
ЕНИСЕЙ. СИСТЕМЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ ГГ, ОСОБЕННОСТИ И  
КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СХЕМЫ,  
НАЗНАЧЕНИЕ УЗЛОВ, МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ И СИСТЕМЫ  
ИЗМЕРЕНИЙ**

Руководитель  15.06.17  
подпись, дата

Начальник ОС  
Филиала ПАО «РусГидро»  
«Саяно-Шушенская ГЭС  
имени П.С. Непорожного»  
должность

И.Ю. Погоняйченко  
инициалы, фамилия

Выпускник Аравгеев 15.06.17  
подпись, дата

Б.С. Аравгеев  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2017

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование ГЭС на реке Большой Енисей. Системы возбуждения ГГ, особенности и конструктивное исполнение, электрические схемы, назначение узлов, методы контроля и системы измерений.

Консультанты по  
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайн 8.06.17 8.10.Затеше  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Гидротурбинное,  
Гидромеханическое и вспомогательное  
оборудование

Реев 22.06.17 Р.В. Мосеев  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Электрическая часть

Иванов 15.06.17 И.Ю. Поповиченко  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Алф. 18.04.17 А.В. Широнов  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

Лип. 20.04.17 Л.А. Лобина  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Охрана труда и пожарная безопасность

Липов 17.06.17 Л.В. Попов  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Лип. 18.04.17 В.В. Лопатков  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Нормоконтролер

М. 16.06.17 А.А. Габеев  
подпись, дата                      инициалы, фамилия



## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращённый паспорт Гэсэрской ГЭС.....	7
Введение.....	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС .....	10
1.1 Природные условия .....	10
1.1.1 Климат.....	10
1.1.2 Гидрологические данные .....	11
1.1.3 Инженерно-геологические условия .....	13
1.1.4 Сейсмические условия .....	13
1.2 Энергоэкономическая характеристика района .....	13
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла .....	15
2 Водноэнергетические расчёты.....	16
2.1 Регулирование стока воды .....	16
2.1.1 Исходные данные.....	16
2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов .....	17
2.1.3 Кривые обеспеченности расходов .....	18
2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года .....	19
2.1.5 Определение типа регулирования.....	21
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов.....	21
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года .....	21
2.2.2 Водноэнергетические расчёты по условию маловодного года.....	22
2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС .....	25
2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года .....	26
2.3 Баланс мощности и энергии.....	26
2.3.1 Баланс энергии Тувинской энергосистемы.....	26
2.3.2 Баланс мощности Тувинской энергосистемы.....	26
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	28
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	28
3.1.1 Построение режимного поля .....	28
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам ....	31
3.2 Гидротурбины и их проточная часть .....	35
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины.....	35
3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала .....	37
3.3 Выбор маслonaпорной установки и ЭГР .....	39
3.3.1 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки.....	39
3.3.2 Выбор электрогидравлического регулятора .....	40
3.4 Выбор гидрогенератора.....	40
3.4.1 Определение параметров и размеров гидрогенератора .....	40
3.5 Определение заглубления водозабора на величину воронкообразования.	43
3.6 Подъёмно-транспортное оборудование.....	43

4	Электрическая часть .....	44
4.1	Выбор структурной схемы .....	44
4.2	Выбор основного оборудования .....	46
4.2.1	Главные повышающие трансформаторы .....	46
4.2.2	Выбор трансформаторов СН .....	46
4.2.3	Выбор синхронных генераторов .....	47
4.2.4	Выбор количества отходящих воздушных линий РУВН и марки проводов .....	47
4.3	Выбор главной схемы РУВН .....	48
4.4	Расчёт токов трехфазного короткого замыкания .....	49
4.4.1	Расчет исходных данных .....	49
4.4.2	Результаты расчетов токов короткого замыкания .....	50
4.5	Выбор и проверка оборудования РУВН .....	51
4.5.1	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов ....	51
4.5.2	Выбор выключателей и разъединителей .....	52
4.5.3	Выбор трансформаторов напряжения .....	53
4.5.4	Выбор ограничителя перенапряжений .....	53
4.6	Выбор и проверка оборудования на генераторном напряжении .....	54
4.6.1	Выбор выключателей и разъединителей .....	54
4.6.2	Выбор трансформаторов напряжения .....	55
4.6.3	Выбор трансформаторов тока .....	55
4.6.4	Выбор ограничителя перенапряжений .....	55
4.6.5	Выбор генераторного синхронизатора и сетевого анализатора .....	56
5	Релейная защита и автоматика .....	57
5.1	Перечень защит основного оборудования .....	57
5.2	Описание защит и расчет их уставок .....	58
5.2.1	Продольная дифференциальная защита генератора .....	58
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора .....	60
5.2.3	Защита от повышения напряжения .....	63
5.2.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий .....	64
5.2.5	Защита от симметричных перегрузок .....	67
5.2.6	Дистанционная защита генератора .....	69
5.2.7	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	72
5.3	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор .....	73
5.4	Таблица уставок и матрица отключений защит .....	73
6	Компоновка и сооружения гидроузла .....	74
6.1	Состав и компоновка гидроузла .....	74
6.2	Проектирование бетонной водосливной плотины .....	74
6.2.1	Определение класса гидротехнического сооружения .....	74
6.2.2	Определение отметки гребня плотины .....	74
6.2.3	Определение ширины водосливного фронта .....	77
6.2.4	Определение отметки гребня водослива .....	79

6.2.5 Проверка на пропуск поверочного расхода .....	80
6.3 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе .....	83
6.4 Сопряжение бьефов свободно отброшенной струей .....	84
6.5 Конструирование бетонной плотины .....	86
6.6 Разрез плотины швами .....	87
6.7 Быки .....	88
6.8 Устои .....	88
6.9 Элементы подземного контура плотины .....	88
6.10 Галереи в теле плотины .....	89
6.11 Построение эпюр фильтрационного противодействия .....	90
6.12 Статические расчёты плотины .....	91
6.12.1 Вес сооружения .....	91
6.12.2 Сила гидростатического давления воды .....	92
6.12.3 Фильтрационное и взвешенное давление .....	92
6.12.4 Волновое воздействие .....	93
6.12.5 Расчет прочности плотины .....	93
6.13 Критерии прочности плотины .....	96
6.14 Расчет устойчивости плотины .....	96
7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды .....	99
7.1 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Гэсэрской ГЭС .....	99
7.1.1 Система управления охраны труда .....	99
7.1.2 Требования безопасности, реализуемые на Гэсэрской ГЭС .....	100
7.1.3 Требования безопасности во время работы ЭП .....	101
7.2 Пожарная безопасность .....	103
7.2.1 Общие требования к пожарной безопасности .....	103
7.2.2 Содержание территории .....	103
7.2.3 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС .....	104
7.3 Охрана окружающей среды .....	105
7.3.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов .....	106
7.3.2 Водоохранная зона .....	108
7.3.3 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции .....	109
8 Техничко-экономические показатели .....	111
8.1 Оценка объемов продаж электроэнергии .....	111
8.2 Текущие расходы по гидроузлу .....	112
8.3 Налоговые расходы .....	114
8.4 Прибыль .....	114
8.5 Методология, исходные данные .....	115
8.6 Бюджетная эффективность .....	116
8.7 Коммерческая эффективность .....	116
8.8 Анализ рисков инвестиционного проекта .....	117
9 Системы возбуждения ГГ особенности и конструктивное исполнение, элек- трические схемы, назначение узлов, методы контроля и системы измерений	119



Заключение .....	135
Список использованных источников .....	137
Приложение А – Е.....	142-157

## СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ГЭСЭРСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Большой Енисей;
2. Местонахождение ГЭС ..... Республика Тыва;
3. Тип проектируемой установки ..... ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний ..... 471 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин ..... 672 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 0,5% ..... 5060 м<sup>3</sup>/с;  
0,1% ..... 5769 м<sup>3</sup>/с;  
0,01% ..... 8063 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный ..... 176 м<sup>3</sup>/с;
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годовой;
  - б) отметка: НПУ ..... 714 м;  
ФПУ ..... 715 м;  
УМО ..... 697,62 м
  - в) объемы:  
полный ..... 4,4 км<sup>3</sup>;  
полезный ..... 3,73 км<sup>3</sup>;
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный ..... 38,8 м;
  - б) расчетный ..... 35,6 м;
  - в) минимальный ..... 21,6 м;
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:  
установленная ..... 207 МВт;  
гарантированная ..... 142 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии ..... 1,267 млрд. кВт·ч;
8. Грунтовая плотина (общая длина)
  - а) правобережная каменно-набросная ..... 193,6 м;
9. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
  - а) левобережная глухая ..... 59 м / 40,6 м;
  - б) стационарная ..... 90 м / 62,2 м;
  - в) водосливная ..... 172 м / 47,8 м;
10. Водосбросные сооружения
  - а) тип ..... поверхностный водослив;
  - б) число и размер пролетов ..... 8 отверстия 18×8;
  - в) общая длина ..... 172 м;
  - г) максимальная высота ..... 47,8 м;
11. Здание ГЭС:
  - а) тип здания ..... русловое;
  - б) число агрегатов ..... 4;
  - б) грунты в основании ..... диорит;

- в) тип спиральной камеры .....бетонная трапецеидальная;
- г) тип отсасывающей трубы..... изогнутая;
- д) расстояние между осями агрегатов..... 18 м;

#### 12.Основное оборудование:

- а) тип турбины ..... ПЛ406-В-450;
- б) тип генератора..... СВ-808/130-36 У1;
- в) мощность генератора..... 52 МВт;
- г) частота вращения ..... 166,7 об/мин;
- д) тип трансформаторов ..... ТД-63000/220;

#### 13.Технико-экономические показатели:

- а) удельные показатели..... 116880 руб./кВт;
- б) себестоимость энергии ..... 13 коп/кВт·ч;
- в) срок окупаемости ..... 6,1 лет.

## ВВЕДЕНИЕ

Наша страна обладает большими запасами водной энергии, которую экономически выгодно преобразовывать в электрическую на гидроэлектрических станциях(ГЭС). В целом страна хорошо обеспечена водными ресурсами, значительно опережает любую соседнюю республику нового зарубежья. Но распределение гидроэнергетических ресурсов крайне неравномерно и используются они менее чем на 20%. Большая часть гидроэнергетических ресурсов приходится на Сибирь и Дальний Восток. Особенно велики они в бассейнах рек Енисея, Лены, Оби, Ангары, Иртыша, Амура. Богаты гидроэнергетическими ресурсами реки Северного Кавказа.

Строительство ГЭС очень выгодно, это экологически чистый объект по сравнению с тепловыми электростанциями, сжигающими кислород, дорогостоящее топливо и выбрасывающими в атмосферу окислы серы, азота и другие вредные для человека микроэлементы. Вследствие высоких маневренных качеств ГЭС в отношении быстрого набора электрической нагрузки в пиковых режимах и при необходимости сброса нагрузки повышает устойчивость работы энергосистем и представляется возможность эксплуатировать тепловые и атомные электростанции в оптимальных для них режимах.

Строительство гидроэлектростанций требует больших начальных капитальных вложений, однако они в дальнейшем быстро окупаются, и производство электрической энергии на гидроэлектростанциях оказывается очень дешевым. Себестоимость производства электроэнергии в кВт·ч на ГЭС в 6-11 раз ниже чем на тепловых и атомных станциях. Источник энергии – текущая вода, является постоянно возобновляемым, чего нельзя сказать об источниках энергии других станций. Гидроэнергетические мощности вносят ощутимый вклад в обеспечение системной надежности и в конечном итоге надежной работы всей Единой электроэнергетической системы. Исходя из этого, при должной, своевременной модернизации оборудования, зданий, сооружений, а так же выполнение всех необходимых регламентных ремонтных работ и сервисного обслуживания с привлечением заводов-изготовителей, с уверенностью можно сказать что гидроэнергетика станет структурным лидером в развитии электроэнергетики на ближайшее будущее, как наиболее развивающаяся , экологически безвредная и финансово устойчивая отрасль при эксплуатации.

Целью дипломного проекта является комплексное исследование и детальная проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции по средствам решения различного рода задач, возникающих по мере выполнения проекта с применением и закреплением полученных во время учебы теоретических знаний, а также путем инженерной мысли.



## **1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС**

Большой Енисей – река в республике Тува, правый исток реки Енисей. Судходна на 285 км от устья. Длина реки - 605 км, площадь бассейна 56800 км<sup>2</sup>. Большой Енисей берёт начало из озера Кара-Балык. Водосбор реки включает в себя Тоджинскую котловину. Река принимает многочисленные притоки, из которых наиболее крупные правые Тоора-Хем, Хамсара, Сыстыг-Хем.

### **1.1 Природные условия**

#### **1.1.1 Климат**

Климат района расположения гидроузла–резко континентальный, с суровой зимой и жарким летом.

Средняя температура января –28,6 °С, июля +21,1 °С). Продолжительность безморозного периода 90 дней. Экстремальные температуры, зафиксированные близ створа: летом +40,7°С, зимой –54°С. Годовая амплитуда колебаний температур превышает 90°С. Среднемесячные температуры представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Среднемесячные температуры в районе расположения створа

Месяц	Температуры в градусах цельсия											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Температура	-29,9	-24,1	-9,7	5,7	11,7	18,8	21,1	18,0	11,3	2,9	-10	-24,8

Среднегодовое количество осадков 184-217 мм. Холодный период с температурами ниже ноля градусов длится около шести месяцев. Зима малоснежная, безветренная. Начинающиеся во второй половине марта дневные оттепели приводят к быстрому сходу снежного покрова к концу месяца. Однако даже в апреле при отсутствии снега температура опускается по ночам до –20°С. В мае быстро устанавливается жаркая погода. Лето жаркое, иногда наблюдаются длительные засухи.

В мае-июле возможны пыльные бури и ураганы. В августе нередко обильные ливневые осадки, обусловленные Тихоокеанскими циклонами, проникающими сюда со стороны Монголии. В первых числах сентября наблюдаются первые заморозки, хотя днем погода еще довольно теплая. До конца сентября наблюдается листопад. В октябре-ноябре до установления снежного покрова суточная температура опускается ниже 0°С до –20°С, что делает невозможным выращивание озимых и многих плодово-ягодных.

### 1.1.2 Гидрологические данные

Русло горного типа. Питание реки смешанного типа с преобладанием снегового. Доля последнего немного менее 50%, дождевого 36-38%, подземного в верховьях до 16%, к низовьям она уменьшается. На большей части реки наблюдается растянутое весеннее половодье, а также характерны летние паводки. В зимний период сток сокращается, но спад уровня происходит медленно из-за скопления донного льда, замедляющих течение реки. Ряд гидрологических наблюдений за рекой Большой Енисей за период 1922-1971 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднегодовой сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 471 \cdot 31536000 = 14,85 \text{ км}^3, \quad (1.1)$$

где  $\bar{Q}_{\text{многолетний}}$  – среднегодовой расход из приложения А, таблица А.1;  
 $t$  – число секунд в году.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.2, на рисунке 1.1 и 1.2.

Таблица 1.2 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	$V, \text{км}^3$	$z_{\text{НБ}}, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$z_{\text{НБ}}, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$
674	0	674,0	0	674,0	0
680	0,13	676,0	800	676,0	1000
686	0,28	677,5	1600	677,5	2000
690	0,38	678,7	2400	678,7	3000
694	0,53	679,6	3250	679,6	4000
700	0,78	680,4	4000	680,4	5000
704	1,04	681,0	4800	681,0	6000
707	1,28	681,6	5700	681,6	7000
709	1,56	682,0	6400	682,0	8000
711	2,1	682,4	7200	682,4	9000
712	3	682,8	8200	682,8	10000
713	3,8	683,1	8900	683,1	11000
714	4,4	683,5	9600	683,5	12000
715	5	684,0	10400	684,0	13000

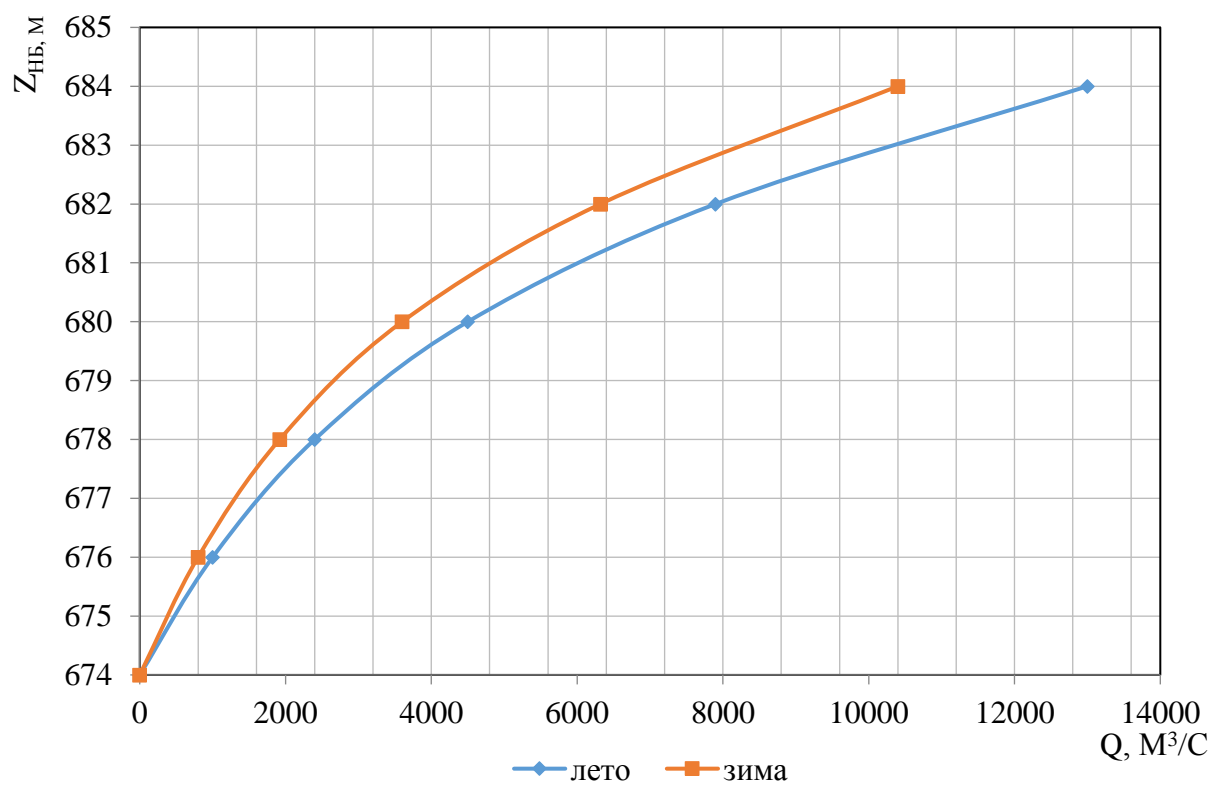


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

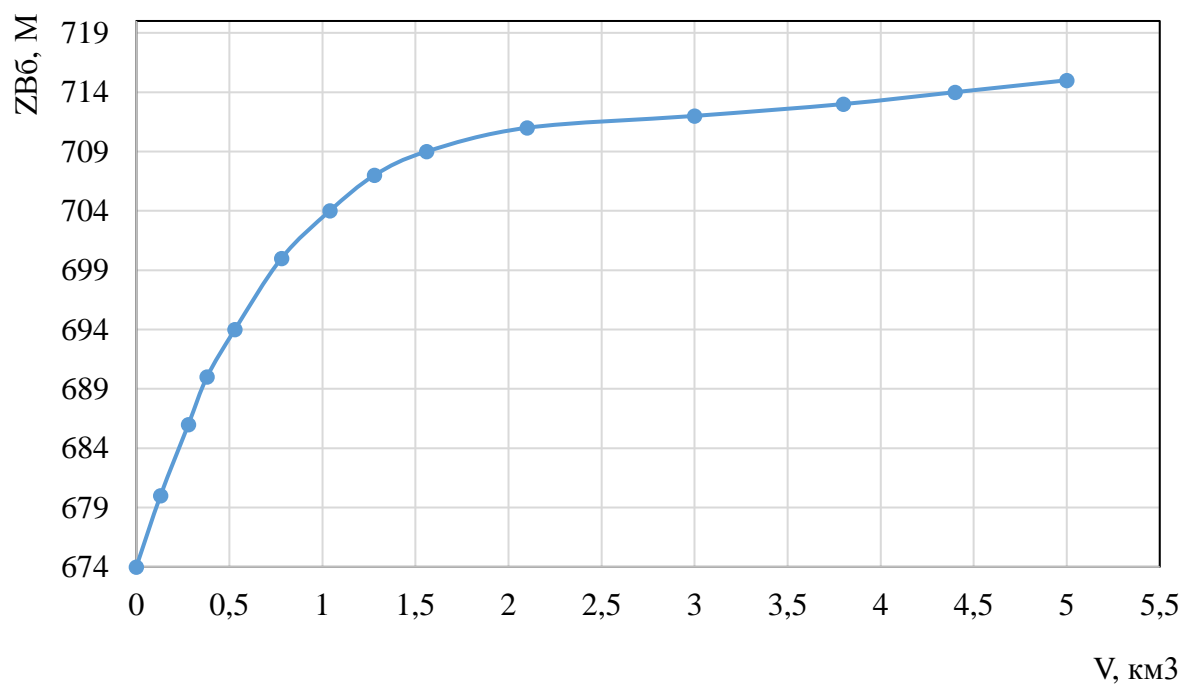


Рисунок 1.2 – Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

### 1.1.3 Инженерно-геологические условия

По геологической карте определено, что в районе створа Гэсэрской ГЭС наблюдаются зоны тектонического контакта. Республика Тыва является сейсмоопасным регионом.

В основании реки Большой Енисей– скальные породы: диорит.

### 1.1.4 Сейсмические условия

Согласно СНиПу [1] и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-С) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Гэсэрской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% (в течении 50 лет) равна 10 баллам шкалы MSK-64.

В результате работ по уточнению исходной сейсмичности пересмотрены первичные описания землетрясений в обширной области за период с 1939 по 2010 годы. В результате анализа воздействий от местных и удаленных землетрясений исторического и инструментального периодов установлено, что на участке расположения Гэсэрской ГЭС не наблюдалось землетрясений более 9,5 баллов.

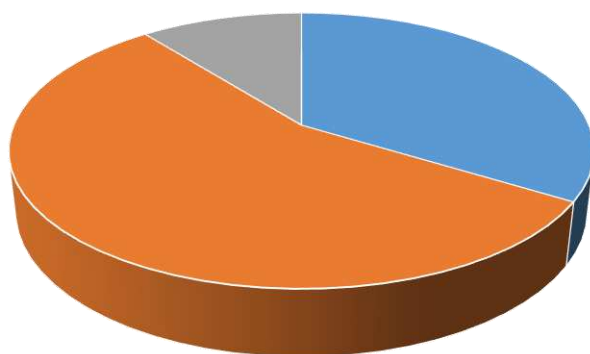
## 1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Структура установленной мощности электрических станций, расположенных на территории энергосистемы республики Тува, представлена в таблице 1.3 и на рисунке 1.3.

Таблица 1.3 – Структура установленной мощности электрических станций энергосистемы

Тип электростанции	Установленная мощность, МВт	Доля от установленной мощности энергосистемы, %
Перетоки мощности из Хакасской ЭС	145	33
Перетоки мощности из Красноярской ЭС	239	56
ТЭС	46	11
Итого	430	100





- Перетоки мощности из Хакасской ЕС
- Перетоки мощности из Красноярской ЕС
- ТЭС

Рисунок 1.3 – Структура установленной мощности электрических станций

Информация об установленной мощности и месторасположении электрических станций, представлена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Электрические станции, расположенные на территории энергосистемы Тува по состоянию на 2017 год

Собственник, наименование электростанции	Установленная мощность, МВт	Место расположения электростанции
Кызылская ТЭЦ (ТГК-13)	17,5	г.Кызыл
Мобильная ГТЭС«Кызылская»	22,5	–
Блок-станция (ТЭЦ Хову-Аксы)	6	п. Хову-Аксы

Информация о росте спроса на электрическую энергию по ЭС Республики Тува по данным ОЭС «Сибири» представлена в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ЭС Республики Тува

Год	Потребление электроэнергии, млн кВт·ч	Годовой темп прироста, %
2012	710,34	1,51
2013	715,23	1,48
2014	716,67	1,69
2015	718,53	1,48
2016	719,98	1,19
2017	721,71	1,13
2018	723,69	1,15

Проектирование Гэсэрской ГЭС проводится в соответствии с постановлением правительства Республики Тува. [2]

### **1.3 Аналогии проектируемого гидроузла**

В ходе проектирования были выбраны в качестве аналогов следующие станции:

- Нижне-Бурейская ГЭС – в турбинно-генераторной части;
- Нижне-Бурейская ГЭС – в ГТС;
- Нижне-Бурейская ГЭС – в компоновке ГТС.

## 2 Водноэнергетические расчёты

### 2.1 Регулирование стока воды

#### 2.1.1 Исходные данные

- кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа и объёмов водохранилища и уровней верхнего бьефа (таблица 1.2, рисунок 1.1 и 1.2);
- энергосистема –Тувинское РДУ;
- коэффициент мощности:

$$k_N = 8,98;$$

- потери напора в водоподводящих сооружениях:

$$\Delta h = 0,4;$$

- НПУ Гэсэрской ГЭС:

$$\text{НПУ} = 714 \text{ м};$$

- ряд гидрологических наблюдений за рекой Большой Енисей за период 1922-1971 гг. (приложение А, таблица А.1);
- требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1;

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	176	176	176	352	352	352	352	352	352	352	176	176
Потребление	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтрация	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Испарение	0	0	3	3	3	3	3	3	3	3	0	0
Льдообразование	3	3	0	-6	-6	0	0	0	0	0	3	3

- суточные и годовые графики нагрузок (плакат «Использование водной энергии»).

### 2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов

Максимальные расходы (приложение А, таблица А.1) располагаем в порядке убывания. Для заполнения таблицы Б.1 приложения Б определяем следующий коэффициент:

$$k = \frac{Q_n}{Q_{\text{ср}}}, \quad (2.1)$$

где  $Q_n$  –  $n$ -ый член ряда максимальных годовых расходов;

$Q_{\text{ср}}$  – средний многолетний максимальный расход.

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\Sigma(k-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{12,27}{50}} = 0,495, \quad (2.2)$$

где  $n$  – число членов ряда максимальных расходов.

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов:

$$\delta_{C_v} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot C_v^2}{2 \cdot (n-1)}} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot 0,495^2}{2 \cdot (50-1)}} = 13\%, \quad (2.3)$$

где  $n$  – число членов ряда максимальных расходов.

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов:

$$C_s = \frac{\Sigma(k-1)^3}{C_v^3 \cdot n} = \frac{12,29}{0,495^3 \cdot 50} = 2. \quad (2.4)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии ряда максимальных расходов:

$$\begin{aligned} \delta_{C_s} &= 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot C_v^2 + 5 \cdot C_v^4)}{n}}}{C_s} = \\ &= 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot 0,495^2 + 5 \cdot 0,495^4)}{50}}}{2} = 11,7\%. \end{aligned} \quad (2.5)$$



По [2] назначаем класс гидротехнического сооружения. Бетонная плотина Гэсэрской ГЭС – сооружение I-ого класса (по объёму водохранилища). Исходя из намеченного класса сооружения, определяем обеспеченности поверочного, основного и строительного максимальных расходов по [2].

Заполняем таблицу 2.2, используя формулы:

$$M_s = C_v \cdot \Phi, \quad (2.6)$$

$$k_s = M_s + 1, \quad (2.7)$$

$$Q_s = Q_{cp} \cdot k_s. \quad (2.8)$$

Результаты расчётов представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчётов максимальных расходов

$p, \%$	$\Phi$	$M_s$	$k_s$	$Q_s$	
0,01	8,21	4,1	5	8063	поверочный
0,1	5,3	2,6	3,6	5769	основной
0,5	4,4	2,1	3,1	5060	строительный

### 2.1.3 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов [3] целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный и маловодный. В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу [5], [6].

Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P(m) = \frac{m}{n + 1} \cdot 100 (\%), \quad (2.9)$$

где  $P(m)$  – обеспеченность;

$m$  – порядковый номер члена ряда расходов, ранжированного в убывающем порядке;

$n$  – общее число членов ряда.

Результаты расчётов представлены в приложении Б, таблица Б.2.

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного года принимаем равным 90%, средневодного – 50%.

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

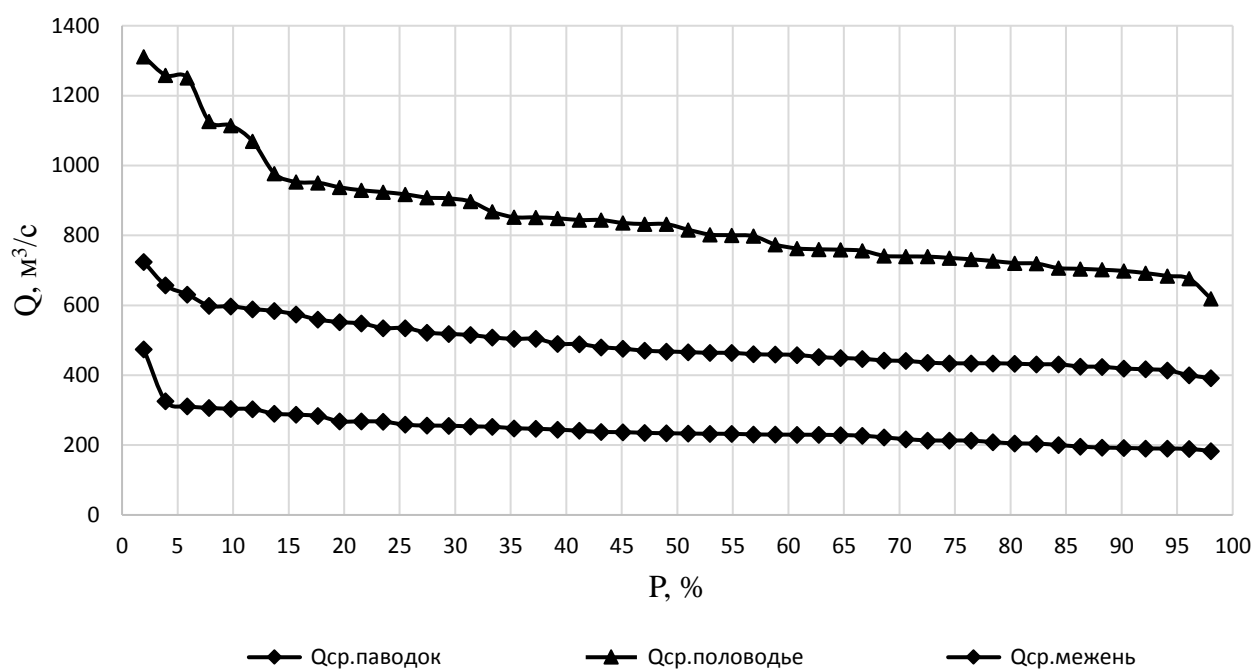


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

#### 2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного средневодного года:

$$K_M = \frac{Q_M^{1969}}{Q_M^{1931}} = \frac{234}{235} = 0,99, \quad (2.10)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi}^{1951}}{Q_{\Pi}^{1931}} = \frac{832}{798} = 1,01. \quad (2.11)$$

В качестве расчётного средневодного года принимаем 1931 г.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного маловодного года:

$$K_M = \frac{Q_M^{1926}}{Q_M^{1948}} = \frac{192}{213} = 0,9, \quad (2.12)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi}^{1946}}{Q_{\Pi}^{1948}} = \frac{698}{707} = 0,98. \quad (2.13)$$

В качестве расчётного маловодного года принимаем 1948 г.

Так как на кривых при заданной обеспеченности оказались разные годы, значит необходимо выполнить приведение расчётного года к заданной обеспеченности. Результаты приведения и корректировки представлены в таблице 2.3. Расчётные гидрографы представлены на рисунке 2.2.

Таблица 2.3 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

Ме- сяц	Расходы в кубических метрах на секунду			
	Расход маловодного года (90%)		Расход средневодного года (50%)	
	Исходный	Приведённый	Исходный	Приведённый
1	172	154	190	187
2	166	149	195	193
3	158	142	185	183
4	350	315	362	358
5	909	890	1088	1098
6	1167	1143	1215	1227
7	633	620	694	700
8	484	474	600	606
9	340	333	382	378
10	304	273	330	336
11	166	149	194	192
12	175	157	181	179

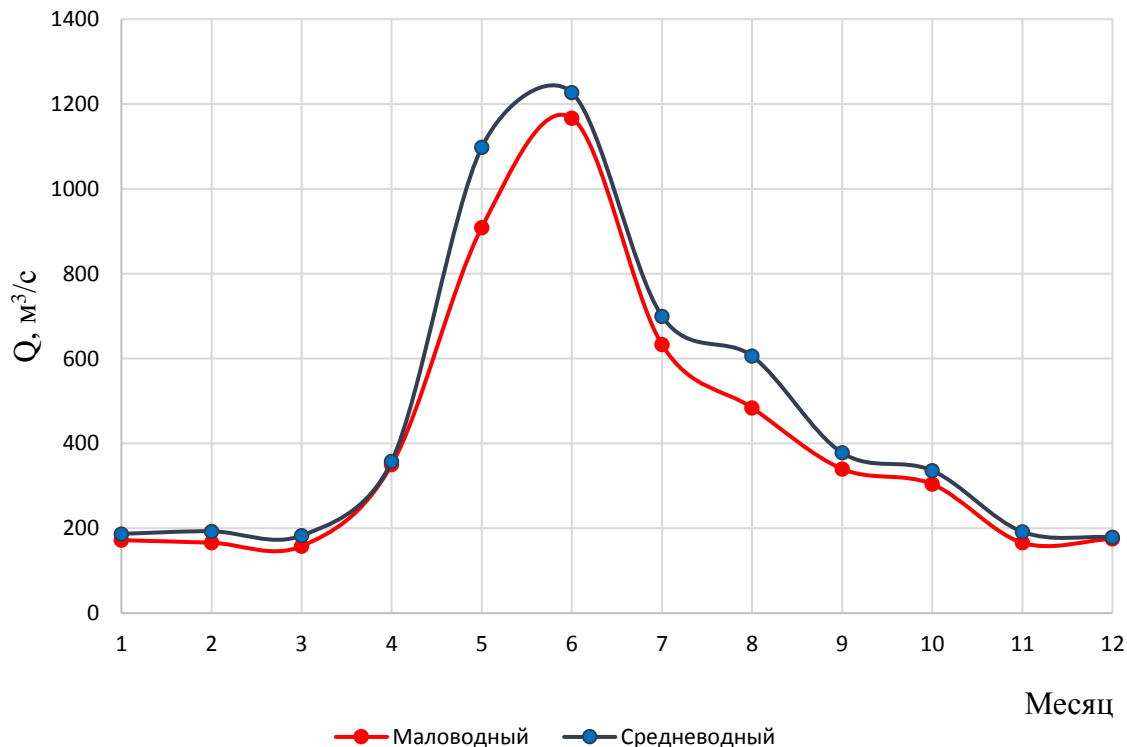


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

### 2.1.5 Определение типа регулирования

Для вычисления полезного объёма водохранилища необходимо задаться приблизительной отметкой УМО водохранилища. Для этого принимается, что УМО соответствует снижению уровня ВБ на 35%. Если отметка НПУ 714 м, а отметка сухого дна 674 м, тогда:

$$V_{\text{УМО}} = 714 - 0,35 \cdot (714 - 674) = 700 \text{ м.} \quad (2.14)$$

Объёмы, соответствующие отметкам НПУ и УМО, находятся по кривой связи объёмов и уровней верхнего бьефа (рисунок 1.2).

$$V_{\text{НПУ}} = 4,4 \text{ км}^3,$$

$$V_{\text{УМО}} = 0,78 \text{ км}^3.$$

Полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{полезный}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 4,4 - 0,78 = 3,62 \text{ км}^3. \quad (2.15)$$

Для расчёта необходимо знать тип регулирования водохранилища, для этого рассчитывается коэффициент зарегулированности стока по формуле:

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{W} = \frac{3,62}{14,8} = 0,25, \quad (2.16)$$

где  $V_{\text{полезный}}$  — полезный объём водохранилища, формула (2.15);  
 $\bar{W}_{\text{многолетний}}$  — среднемноголетний сток в заданном створе, по формуле (1.1).

Принимаем годовой тип регулирования.

## 2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов

### 2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

Имея расчётный гидрограф маловодного года, требования водохозяйственного комплекса и потери воды из водохранилища, требуется определить среднемесячные мощности Гэсэрской ГЭС.

Полезный бытовой расход определяем, как разность среднемесячного расхода маловодного года и потерь воды из водохранилища:

$$Q_{\text{п.б}}^t = Q_{90\%}^t - Q_{\text{п}}^t - Q_{\text{и}}^t - Q_{\text{ф}}^t - Q_{\text{л}}^t, \quad (2.17)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца;

$Q_{90\%}^t$  – среднемесячный расход маловодного года (таблица 2.3);

$Q_{\text{п}}^t, Q_{\text{и}}^t, Q_{\text{ф}}^t, Q_{\text{л}}^t$  – потери воды из водохранилища: потребление, испарение, фильтрация, льдообразование (таблица 2.1).

Напор на турбину определяется с учётом потерь, как разность отметки верхнего бьефа, которую принимаем равной НПУ гидроузла и отметки нижнего бьефа, определяемая по кривой связи.

Мощность, вырабатываемая станцией:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.18)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности, равный 8,98;

$Q^t$  – расчётный расход (полезный бытовой расход по формуле (2.17) или расход ВХК);

$H^t$  – напор, соответствующий расчётному расходу.

Результаты расчётов приведены в приложении Б, таблица Б.3.

Перераспределение стока и определение среднемесячных мощностей работы станции отражено в приложении Б, рисунок Б.1.

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья, в котором полезный бытовой расход становится меньше требований водохозяйственного комплекса (сентябрь). Под регулирование попали 5 месяцев. Все остальные месяцы работаем с мощностью равной мощности ВХК.

Намеченные среднемесячные мощности работы станции представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Намеченные среднемесячные мощности работы станции в условиях маловодного года

Мощности в мегаваттах											
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI
$P_t$	142	133	120	81	132	136	136	136	122	121	133

В результате водноэнергетического расчёта мощности месяцев, попавших под регулирование, получатся несколько меньше. Это объясняется тем, что в данном расчёте делается допущение о постоянстве и равенстве уровня верхнего бьефа нормальному подпорному уровню.

## 2.2.2 Водноэнергетические расчёты по условию маловодного года

Основной задачей водноэнергетического расчёта (далее - ВЭР) является по известным расчётным гидрографам маловодного и средневодного года, требованиям водохозяйственного комплекса[4], годовому графику среднемесячных мощностей определить: гарантированные мощности для каждого месяца, минимальный уровень сработки водохранилища (т.е. уровня мёртвого объёма среднепогодную выработку. Так же на основе ВЭР производится определение

вытесняющей рабочей мощности и, как следствие, установленной мощности проектируемой станции.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен  $\nabla_{НПУ} = 714,0$  м и  $V_H = 4,4$  км<sup>3</sup>.

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_{ГЭС}^t = Q_{п.б}^t - Q_{вдх}^t, \quad (2.19)$$

где  $Q_{п.б}^t$  – по формуле (2.17);

$Q_{вдх}^t$  – расход воды из водохранилища.

Величиной  $Q_{вдх}^t$  варьируем для достижения нужной мощности. Причём если вода берётся из водохранилища –  $Q_{вдх}^t$  имеет знак «минус».

Расход воды в НБ определяется суммой расхода воды через ГЭС и потерь воды из водохранилища на фильтрацию:

$$Q_{НБ}^t = Q_{ГЭС}^t + Q_{ф}^t. \quad (2.20)$$

Расход в нижний бьеф не может быть меньше расхода, заданного ВХК.

Для определения изменения объёма водохранилища воспользуемся формулой:

$$\Delta V^t = Q_{вдх}^t \cdot t, \quad (2.21)$$

где  $t$  – число секунд в месяце равное 259200 с.

Отметка уровня воды в ВБ на конец месяца определяется исходя из известного объёма воды в водохранилище по кривой связи (рисунок 1.2).

Принимаем следующее допущение – расход в течении месяца постоянен и при переходе от месяца к месяцу изменяется мгновенно, следовательно, отметка НБ в течении месяца постоянна и так же изменяется мгновенно при переходе от месяца к месяцу. Отметка уровня воды в НБ определяется по кривым связи в НБ (рисунок 1.1), исходя из известного расхода в НБ.

Напор на турбине рассчитываем по формуле:

$$H^t = z_{ВБ.ср}^t - z_{НБ}^t - \Delta h, \quad (2.22)$$

где  $z_{ВБ.ср}^t$  – среднее значение отметки ВБ;

$z_{НБ}^t$  – отметка НБ, соответствующая расходу в нижний бьеф;

$\Delta h$  – потери напора (из исходных данных).

Мощность станции определяем по формуле:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.23)$$

где  $Q^t$  – принимаем равным расходу воды через турбины ГЭС, найденному по формуле (2.19);

$H^t$  – напор на турбине, найденный по формуле (2.22).

Результаты сработки-наполнения водохранилища по условию маловодного года приведены в приложении Б, таблица Б.4.

Результатом сработки наполнения являются:

– гарантированная мощность:

$$N_{\text{гар}} = 142 \text{ МВт};$$

– уровень мёртвого объёма:

$$\nabla_{\text{УМО}} = 697,62 \text{ м};$$

– полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{полезный}} = 3,62 \text{ км}^3;$$

– уровень верхнего бьефа при расчётном напоре:

$$\nabla_{\text{ВБ}_p} = 709,6 \text{ м};$$

– коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{W_{\text{ср.мл}}} = \frac{3,62}{14,85} = 0,25; \quad (2.24)$$

– график сработки-наполнения водохранилища (рисунок 2.3).

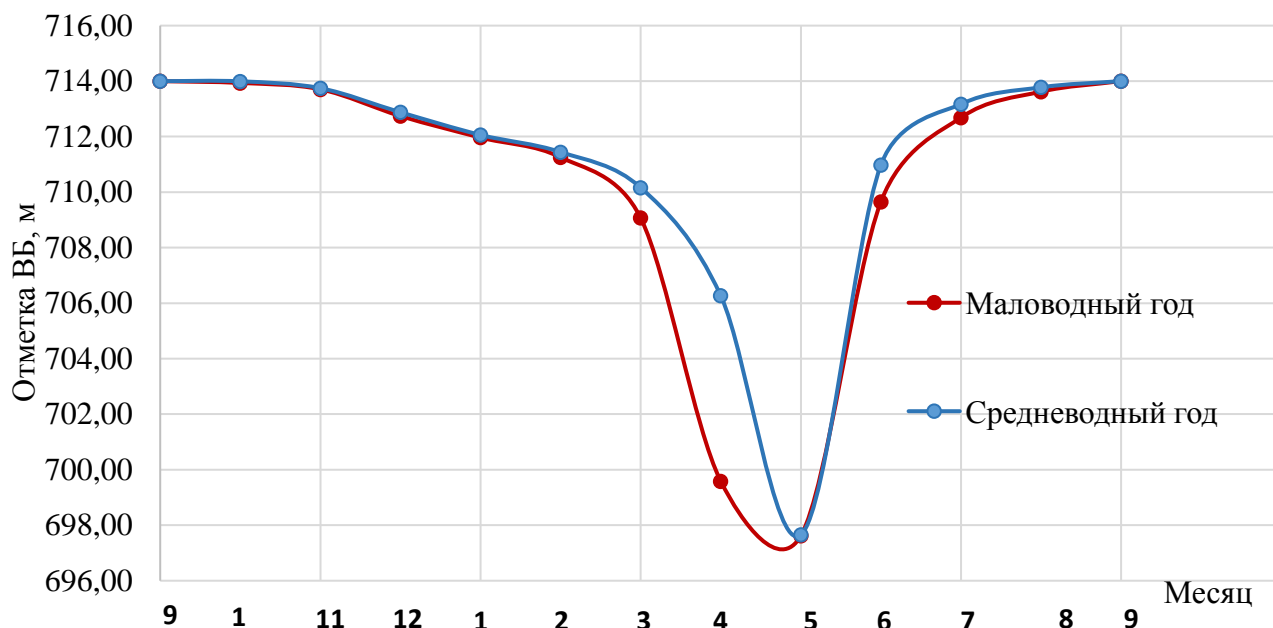


Рисунок 2.3 – График сработки-наполнения водохранилища

### 2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

Гэсэрской ГЭС будет использована для покрытия пиков нагрузки Тувинской энергосистемы (на плакате «Использование водной энергии»).

Так как требуется обеспечить санитарный попуск в нижний бьеф, станция будет работать в двух режимах: два агрегата – 24 часа в сутки, а остальные на покрытие пиков нагрузки энергосистемы.

Принимаем санитарный расход:

$$Q_{\text{сан}} = 176 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Рабочая мощность определяется построением прямоугольного треугольника на ИКН зимы, катетами которого являются: катет параллельный оси энергии – гарантированная мощность в пересчете на энергию (за вычетом энергии, вырабатываемой при пропуске санитарного расхода), катет параллельный оси мощностей – рабочая мощность, с которой необходимо работать, заданное количество часов, чтоб получить заданную выработку электроэнергии. Такой же треугольник строится и для выработки по санитарному расходу.

$$N_{\text{выт.раб}} = 197 \text{ МВт}.$$

На Гэсэрской ГЭС предусматриваем нагрузочный резерв 5%, тогда установленная мощность проектируемой станции:

$$N_{\text{уст}} = 207 \text{ МВт}.$$



## 2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года

Производится по тем формулам, что и ВЭР по условию маловодного года. Приток в водохранилище соответствует гидрографу расчётного средневодного года (таблица 2.3)

Сработка-наполнение водохранилища производится по следующим сценариям:

- способ 1: работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году (приложение Б, таблица Б.5);

- способ 2: работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году (приложение Б, таблица Б.6);

Из двух способов выбираем варианты с наибольшей выработкой (таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Выработки электроэнергии по способам сработки-наполнения в средневодном году

Выработка в миллиардах киловатт часов	
Способ 1	Способ 2
1,267	1,252

Среднемноголетняя выработка – 1,267 млрд. кВт·ч.

## 2.3 Баланс мощности и энергии

### 2.3.1 Баланс энергии Тувинской энергосистемы

Зная среднемесячные мощности Гэсэрской ГЭС (приложение Б, таблица Б.4), мощности генерации и потребления энергосистемы (приложение А, таблица А.3), строим баланс энергии Тувинской ЭС (приложение Б, рисунок Б.1).

### 2.3.2 Баланс мощности Тувинской энергосистемы

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме. При этом продолжительность ремонта агрегатов ГЭС принимается равной 15 дням, а частота проведения – раз в 4 года.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}}{4} \cdot \frac{1}{2} \cdot \text{мес} = \frac{1 \cdot 207}{4} \cdot \frac{1}{2} \cdot \text{мес} = 26 \left( \text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \right), \quad (2.25)$$

где  $N_{\text{уст}}$  – установленная мощность Гэсэрской ГЭС.

На тепловых станциях Тувинской энергосистемы предусмотрен нагрузочный резерв 5% и аварийный резерв – 8%.

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета останова каждого агрегата в ремонт в среднем 1 раз в 2 года.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{4} \cdot \frac{1}{2} \cdot \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{4} \cdot 1 \cdot \text{мес} = \frac{46}{4} \cdot \frac{1}{2} \cdot \text{мес} + \frac{46}{4} \cdot 1 \cdot \text{мес} = 18 \left( \text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \right). \quad (2.26)$$

Баланс мощности Тувинской энергосистемы в маловодном году приведен в таблице 2.6 и на плакате «Использование водной энергии».

Таблица 2.6 – Баланс мощности Тувинской энергосистемы в маловодном году  
Мощность в мегаваттах

Мощность Гэсэрской ГЭС			Мощность ТЭС			Мощность Красноярской ГЭС		
Рабочая	Нагрузочная	Ремонта	Рабочая	Аварийная	Ремонта	Рабочая	Нагрузочная	Ремонтная
197	8	0	429	3,7	0	186	6	0
191	8	0	423	3,7	0	186	6	0
181	7	12,9	413	3,7	0	186	6	0
173	7	0	402	3,4	0	186	6	6
166	7	0	392	3,2	2	186	6	0
162	6	0	386	3,0	9	186	6	0
162	6	0	386	3,0	9	186	6	0
166	7	0	392	3,2	2	186	6	0
173	7	0	402	3,4	0	186	6	6
181	7	12,9	413	3,7	0	186	6	0
191	8	0	423	3,7	0	186	6	0
197	8	0	429	3,7	0	186	6	0

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор числа и типа агрегатов

##### 3.1.1 Построение режимного поля

Режимное поле – область допустимых режимов работы, проектируемой ГЭС. [3] Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где  $\nabla ВБ$  – отметка уровня воды в верхнем бьефе, для верхней границы  $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 714$  м, для линии расчётного напора  $\nabla ВБ = \nabla ВБ_p = 709,6$  м, для того нижней границы  $\nabla ВБ = \nabla УМО = 697,62$  м;

$z_{НБ}(Q_{НБ})$  – отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода в НБ;

$\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям санитарного попуска:

$$Q_{min} = 176 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

$$Q_{ГЭС} = \frac{N_{уст}}{k_N \cdot H_{ГЭС}}, \quad (3.2)$$

где  $N_{уст}$  – установленная мощность Гэсэрской ГЭС из выражения;

$k_N$  – коэффициент мощности;

$H_{ГЭС}$  – напор на ГЭС выбирается произвольно.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_p}}, \quad (3.3)$$

где  $Q_{ГЭС}^{max}$  – максимальный расход через ГЭС. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчетного напора;

$H_p$  – расчетный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчетного напора.

Результаты расчёта режимного поля представлены в таблице 3.1 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

Кривая связи			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}, \text{м}^3$	$z_{НБ}^{\text{лето}}, \text{м}$	$z_{НБ}^{\text{зима}}, \text{м}$	$H^{\nabla \text{НПУ}}, \text{м}$	$H^{\nabla \text{УМО}}, \text{м}$	$H^p, \text{м}$	$H_{ГЭС}, \text{м}$	$Q_{ГЭС}, \text{м}^3/\text{с}$	$H_{ГЭС}, \text{м}$	$Q_{ГЭС}, \text{м}^3/\text{с}$
0	674,00	674,00	39,6	23,2	37,2	40,0	576	15,0	419
100	674,23	674,28	39,3	22,9	36,9	39,0	591	17,0	446
200	674,45	674,56	39,0	22,7	36,7	38,0	607	19,0	472
300	674,66	674,82	38,8	22,4	36,4	37,0	623	21,0	496
400	674,87	675,07	38,5	22,1	36,1	36,0	640	23,0	519
500	675,07	675,32	38,3	21,9	35,9	35,0	659	25,0	541
600	675,27	675,55	38,0	21,7	35,7	34,0	678	27,0	563
700	675,46	675,78	37,8	21,4	35,4	33,0	699	29,0	583
800	675,65	676,00	37,6	21,2	35,2	32,0	720	31,0	603
900	675,83	676,21	37,4	21,0	35,0	31,0	744	33,0	622
1000	676,00	676,41	37,2	20,8	34,8	30,0	768	35,0	641
1100	676,17	676,61	37,0	20,6	34,6	29,0	795	37,0	659
1200	676,33	676,80	36,8	20,4	34,4	28,0	823	39,0	676

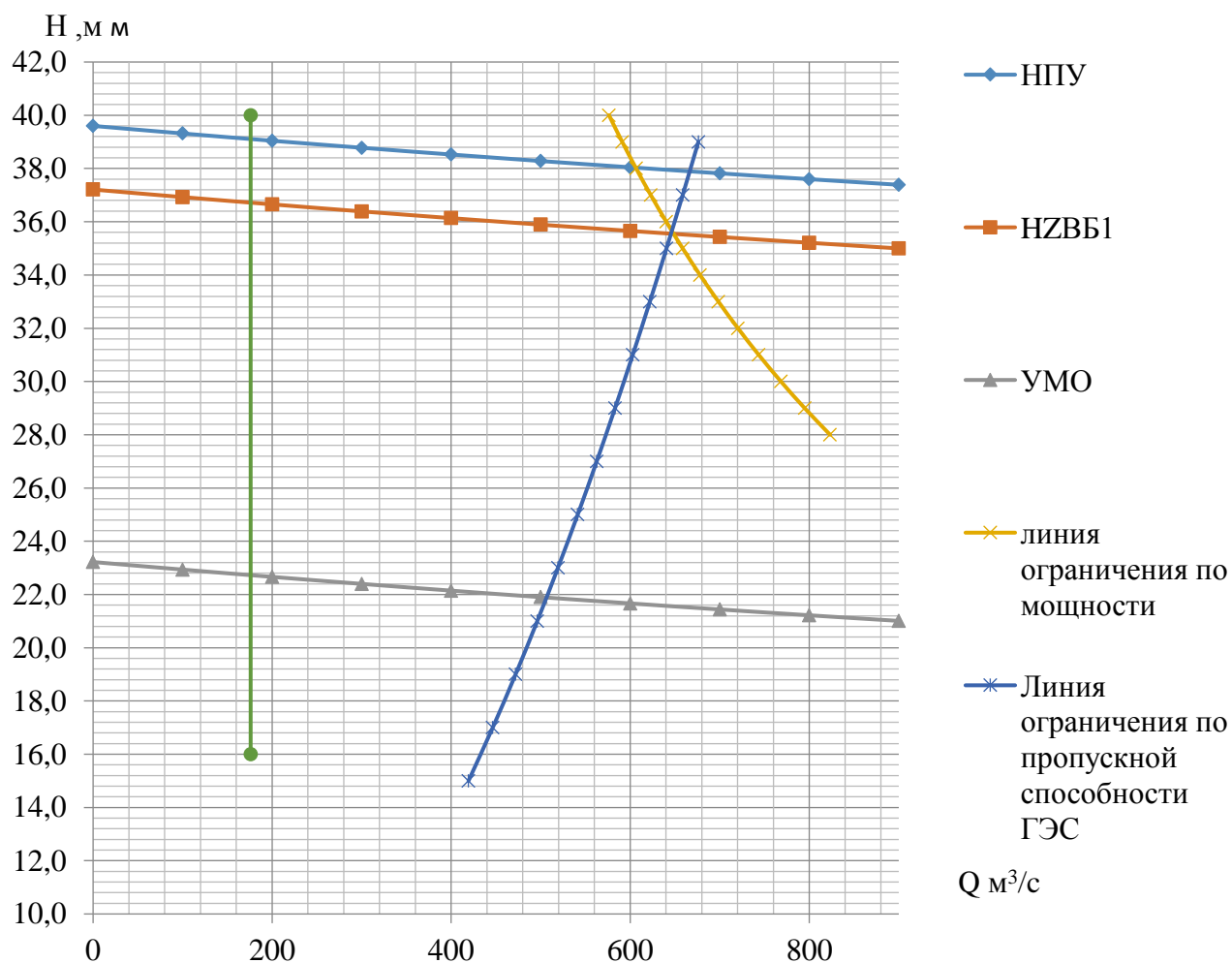


Рисунок 3.1 – Режимное поле Гэсэрской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

– максимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу:

$$H_{max} = 38,8 \text{ м,}$$

– максимальный расход. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$Q^{max} = 646 \text{ м}^3/\text{с,}$$

– расчётный напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$H_p = 35,6 \text{ м,}$$

– минимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$H_{min} = 21,6 \text{ м.}$$

### 3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Гидротурбины выбираем, исходя из величины максимального напора на станции и отношения минимального напора к предельному напору турбины. При этом если это отношение выбранной турбины больше, значит, данный тип турбины не подходит.

В таблице 3.2 представлены характеристики модельных гидротурбин, подходящих по вышеперечисленным условиям.

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		ПЛ40а-В	ПЛ40б-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, \text{ м}$	40	40
Диапазон регулирования	$H_{min}/H_{max}$	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1opt}, \text{ об/м}$	125	123
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1opt}, \text{ л/с}$	1690	1620
Оптимальный КПД модели	$\eta_{мopt}$	0,913	0,904
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, \text{ л/с}$	1800	1700
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1max})$	0,65	0,65
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1м}, \text{ м}$	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_{мод}, \text{ м}$	4	4
Температура воды при испытании	$t_m, ^\circ\text{C}$	10	20

Коэффициент полезного действия натурной гидротурбины определяем по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_{MO}) \cdot \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{v_H}{v_M}\right)^2} \right), \quad (3.4)$$

где  $\eta_{MO}$  – коэффициент полезного действия модельной гидротурбины в точке оптимума (таблица 3.2);

$\varepsilon$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения;

$D_{1M}$  – диаметр модельной гидротурбины (таблица 3.2);

$D_1$  – диаметр натурной гидротурбины, по справочным данным [3];

$H_M$  – напор на модельной гидротурбине (таблица 3.2);

$H_p$  – расчётный напор натурной гидротурбины, формула (3.7);

$\nu_H$  – кинематический коэффициент вязкости воды натурной гидротурбины;

$\nu_M$  – кинематический коэффициент вязкости воды модельной гидротурбины (таблица 3.2).

Для поворотно - лопастных гидротурбин коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям, определяется из следующего условия:

$$\varepsilon = 0,75.$$

Кинематический коэффициент вязкости зависит от температуры воды при испытаниях и определяется по справочным данным [3]. Для модельных гидротурбин - таблица 3.2.

Средняя температура реки Большой Енисей:

$$t_H = 10 \text{ }^\circ\text{C}.$$

По справочным данным [3] определяем кинематический коэффициент вязкости:

$$\nu_H = 1,3.$$

Принимаем коэффициент полезного действия гидрогенератора:

$$\eta_{Г\text{ ср}} = 0,913.$$

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{I\text{ p}} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{Г\text{ ср}}, \quad (3.5)$$

где  $\eta_{Г\text{ ср}}$  – средний коэффициент полезного действия генератора.

Число агрегатов:

$$z'_a = \frac{N_{\text{уст}}}{N'_a}, \quad (3.6)$$

где  $N'_a$  – мощность агрегата из выражения (3.14).

Очевидно, в общем случае число агрегатов получится дробное, что потребует округления его в большую сторону до целого числа и, следовательно, затем уточнения мощности агрегата, после округления числа агрегатов до целого числа. Число агрегатов рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I\ p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.7)$$

где  $n'_{I\ p}$  – приведённая частота вращения модельной;

$\Delta$  - поправка на приведённую частоту вращения.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду [3].

Для выбранного максимального диаметра турбины и стандартного значения синхронной частоты вращения необходимо нанести на главную универсальную характеристику линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины  $H_p$  и  $H_{min}$ , предварительно вычислив три значения приведенной частоты вращения для указанных напоров по формуле:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.8)$$

где  $n_c$  – стандартное значение синхронной частоты вращения;

$H$  – напор на станции, соответствует  $H_{max}$ ,  $H_p$  и  $H_{min}$ .

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T\ ср}}. \quad (3.9)$$

Правая часть уравнения (3.18) является константой при всех известных его параметрах, а левая часть определяется подбором такой точки на линии  $n'_{I\ p}$ , чтобы произведение  $Q'_I \cdot \eta_T$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Необходимо сделать перерасчёт режимного поля на координаты универсальной характеристики.

Верхняя и нижняя граница режимного поля есть горизонтальные линии, соответствующие максимальному и минимальному напору, посчитанные по формуле (3.17).



Левая граница режимного поля – линия ограничения по минимальному расходу. Приведённый расход определяем по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.10)$$

где  $Q_{min}$  – минимальный расход через станцию.

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий.

Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам, одна из которых – расчётная точка, а другая – точка, определённая по формуле (3.18), подстановкой в формулу не расчётного напора, а максимального.

Рассчитанные по формулам (3.5) - (3.10) величины для разных диаметров натуральных турбин сводим в таблицы В.1 и В.2 приложения В.

Произведения  $Q'_I \cdot \eta_T$ , в таблицах В.1 и В.2 приложения В, представлены в о. е.  $\cdot \text{л/с}$  для удобства определения их на универсальных характеристиках.

Выбор подходящего типа гидротурбин производим исходя из следующих положений:

- число агрегатов должно быть кратно 2 или 3, что упрощает главную схему электрических соединений;
- необходимо стремиться к выбору минимального числа агрегатов при возможно большей мощности каждого из них;
- число агрегатов, устанавливаемых на ГЭС, не должно быть меньше двух;
- исключаем типы турбины, в которых точка оптимума не входит в рабочую зону.

Из анализа таблиц В.1 и В.2 приложения В выбираем гидротурбину ПЛ40Б-В-450 со следующими параметрами:

$$\begin{aligned} D_1 &= 4,5 \text{ м}, \\ D_0 &= 1,16 \cdot D_1 = 1,16 \cdot 4,5 = 5,22 \text{ м}, \\ z_0 &= 32. \end{aligned} \quad (3.11)$$

Главная универсальная характеристика турбины ПЛ40Б-В с построенной рабочей зоной представлена в приложении В, рисунок В.1.

## 3.2 Гидротурбины и их проточная часть

### 3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины производится с целью обеспечения ее бескавитационной работы.

Расчетное значение высоты отсасывания определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Полное представление о таких режимах дает кавитационная характеристика, которая представляет собой совмещение кривой связи нижнего бьефа и характеристики  $H_S(Q_{НБ})$  при различном числе работающих агрегатов ГЭС.

Высота направляющего аппарата модельной турбины:

$$B_{0\text{ м}} = 0,375 \cdot D_{1\text{ м}} = 0,375 \cdot 4,6 = 1,72\text{ м}, \quad (3.12)$$

где  $D_{1\text{ м}}$  – диаметр рабочего колеса модельной гидротурбины (таблица 3.2).

Высота направляющего аппарата натурной турбины:

$$b_0 = B_{0\text{ м}} \cdot \frac{D_1}{D_{1\text{ м}}} = 1,72 \cdot \frac{4,5}{4,6} = 1,68\text{ м}, \quad (3.13)$$

где  $D_1$  – диаметр рабочего колеса натурной гидротурбины из выражения (3.11).

Для поворотно-лопастных гидротурбин:

$$Z_{\text{х.пл.}} = 0.$$

Отметка рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}}) + H_S, \quad (3.14)$$

где  $Z_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}})$  – отметка уровня воды в НБ при  $Q_{\text{н.б.}}$ , соответствующем расчетному значению высоты отсасывания  $H_S$ .

Глубина отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев:

1. Работа одного агрегата с  $N_p$  при  $H_{\max}$ ;
2. Работа одного агрегата с  $N_p$  и  $H_p$ ;
3. Работа одного агрегата при  $H_{\min}$  и соответствующей мощности.

Высота отсасывания:

$$H_s = B \cdot \frac{\nabla Z_{\text{НБ}}}{900} - \sigma \cdot H - 1,5, \quad (3.15)$$

где  $B = 10,33$  м вод. ст. – барометрическое давление;  
 $\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$  – отметка НБ при данном расходе;  
 $\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчетных условий.

### **Работа одного агрегата с $N_p$ при $H_{\max}$**

На ГУХ ПЛ40Б-В находим расчетную точку, ей соответствует точка 1.  
 Пересчитаем расход в этой точке:

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H}. \quad (3.16)$$

В найденной точке определяем  $\sigma = 0,28$ . По кривой связи НБ определяем  $\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 674,8$  м.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10,33 \cdot \frac{674,8}{900} - 0,28 \cdot 38,8 - 1,5 = -2,8 \text{ м} \quad (3.17)$$

### **Работа одного агрегата с $N_p$ и $H_p$**

На режимном поле этому режиму соответствует точка 2.  
 Рассчитываем аналогично предыдущему пункту:

$$Q = 526 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$\sigma = 0,375,$$

$$\nabla Z_{\text{НБ}}(Q) = 675 \text{ м},$$

$$H_s = 10,33 \cdot \frac{675}{900} - 0,375 \cdot 35,6 - 1,5 = -5,3 \text{ м} \quad (3.18)$$

### **Работа одного агрегата при $H_{\min}$ и соответствующей мощности на линии ограничения.**

На режимном поле этому режиму соответствует точка 3. Для нее:  
 $Q = 274 \text{ м}^3/\text{с}.$

Рассчитываем аналогично:

$$\sigma = 0,32,$$

$$\nabla Z_{\text{НБ}}(Q) = 674,3 \text{ м},$$

$$H_s = 10,33 \cdot \frac{674,3}{900} - 0,32 \cdot 21,6 - 1,5 = 1,14 \text{ м}. \quad (3.19)$$

Рассчитываем заглубление рабочего колеса (3.14) при каждой из вычисленных высот отсасывания.

$$\nabla Z_{\text{Р.К.1}} = 674,8 - 2,8 = 672 \text{ м},$$

$$\nabla Z_{\text{Р.К.2}} = 675 - 5,3 = 669,7 \text{ м},$$

$$\nabla Z_{\text{Р.К.3}} = 674,3 + 1,13 = 675,43 \text{ м}.$$

Из всех полученных значений  $\nabla Z_{\text{Р.К.}}$  выбираем минимальное,  
 $\nabla Z_{\text{Р.К.}} = 669,7 \text{ м}.$

### **3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала**

По чертежу проточной части модельной гидротурбины [3] определяем основные геометрические размеры гидротурбины.

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,7 \cdot D_1 = 2,7 \cdot 4,5 = 12,15 \text{ м}. \quad (3.20)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,578 \cdot D_1 = 1,578 \cdot 4,5 = 7,1 \text{ м}. \quad (3.21)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к}} = 225^\circ.$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 2,63 \cdot D_1 = 2,63 \cdot 4,5 = 11,8 \text{ м.} \quad (3.22)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,42 \cdot D_1 = 4,42 \cdot 4,5 = 19,89 \text{ м.} \quad (3.23)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,63 \cdot D_1 = 2,63 \cdot 4,5 = 11,8 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Наружный диаметр вала:

$$D'_в = 105 \cdot \left( \frac{N_a}{n_c} \right)^{0,35} = 105 \cdot \left( \frac{51750}{166,7 \cdot 32} \right)^{0,35} = 800 \text{ мм,} \quad (3.25)$$

где  $N_a$  – мощность агрегата;  
 $n_c$  – синхронная частота вращения турбины.

Диаметр шахты агрегата:

$$D_{\text{ш}} = 6,1 \text{ м.}$$

Принимаем ширину машинного зала по [9]:

$$B_{\text{мз}} = 18 \text{ м.}$$

Для русловых зданий ГЭС ширина блока:

$$B_{\text{бл}} = B_{\text{сп}} + 2 \cdot B_{\text{сл}} = 11,83 + 2 \cdot 3,1 = 18,03 \text{ м,} \quad (3.26)$$

где  $B_{\text{сп}}$  – ширина спиральной камеры из выражения (3.22);  
 $B_{\text{сл}}$  – ширина слоя бетона между соседними агрегатами.

Ширина монтажной площадки по рекомендации [9]:

$$L_{\text{мп}} = B_{\text{бл}} = 18,03 \text{ м.}$$

Длина машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = n \cdot B_{\text{бл}} + L_{\text{мп}} = 4 \cdot 18 + 18 = 90 \text{ м.} \quad (3.27)$$

Высота машинного зала определяется из условия проноса краном самой габаритной части ГА.

Высота машинного зала:

$$H'_{\text{мз}} = 14,5.$$

По справочным данным назначаем колонну [8]:

$$H_{\text{к}} = 5,5 \text{ м.}$$

На рисунке 3.2 представлен план спиральной камеры.

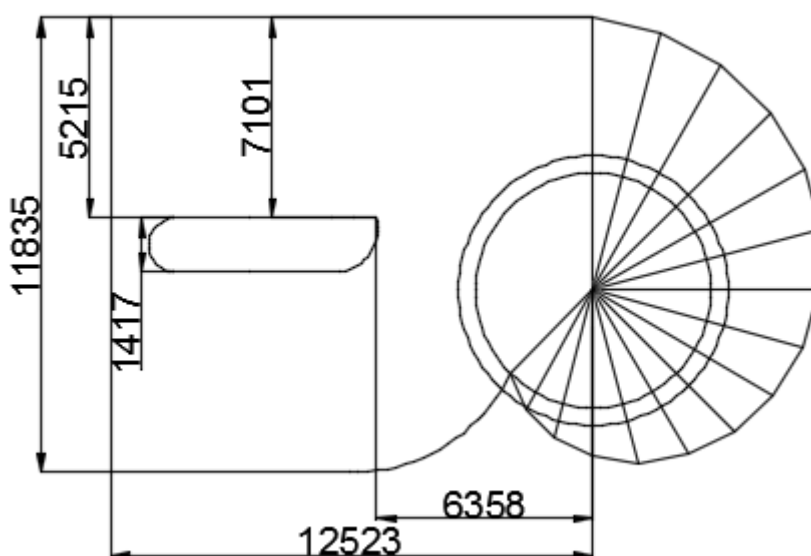


Рисунок 3.2 - План спиральной камеры

### 3.3 Выбор маслonaпорной установки и ЭГР

#### 3.3.1 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслonaпорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС. Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин (например, сервомоторов НА).

МНУ состоит из масловоздушного котла и сливного бака.

Котел на одну треть заполнен маслом и на две трети – воздухом под давлением. На сливном баке смонтированы маслonaсосные агрегаты, периодически пополняющие запасы масла в котле.

Габаритные размеры МНУ определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме [7] определяем маслонапорную установку МНУ 8/1 – 40 – 8 – 2.

### 3.3.2 Выбор электрогидравлического регулятора

По номограмме [7] определяем тип ЭГР. Так как турбина ПЛ, то выбираем ЭГРК (для ГА с двумя регулирующими органами). Диаметр главного золотника 100 мм. Выбранный регулятор ЭГРК–МП–100–4.

### 3.4 Выбор гидрогенератора

$$n_c = 166,7 \frac{\text{об}}{\text{мин}},$$

$$P = 52 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Полученные параметры гидротурбины позволяют наметить соответствующие варианты параметров гидрогенераторов. Гидрогенератор подбирается по справочным данным [10] серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

#### 3.4.1 Определение параметров и размеров гидрогенератора

Необходимо определить геометрические размеры основных узлов гидроагрегата. [11]

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos \varphi}, \quad (3.28)$$

где  $\cos \varphi = 0,85$ .

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{166,7} = 36, \quad (3.29)$$

где  $n_c$  – синхронная частота гидрогенератора.

Номинальная кажущаяся мощность:

$$S_H = \frac{N_{\text{ген}}}{\cos \varphi} = \frac{52}{0,85} = 61 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (3.30)$$

Расчетная мощность:

$$S_p = k S_H = 1,08 \cdot 61 = 65,75 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (3.31)$$

где  $k$  – коэффициент, зависящий в основном от  $\cos \varphi$ .

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_H}{2p} = \frac{61}{36} = 1,69 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (3.32)$$

Полюсное деление зависит от удельной нагрузки и способа охлаждения:

$$\tau^* = AS^{*\alpha} = 0,529 \cdot 0,69^{0,246} = 0,601 \text{ м,} \quad (3.33)$$

где  $A$  и  $\alpha$  – эмпирические коэффициенты.

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,601 \cdot 36}{\pi} = 6,9 \text{ м.} \quad (3.34)$$

Далее необходимо проверить, не будет ли при этом диаметре превышать предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме, которая составляет:  $v_{\text{пр}} = 160 \text{ м/с}$  для генераторов мощностью  $S \leq 175 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ .

Предельную окружную скорость:

$$v_{\text{пр}} = \frac{\pi D_i k_{\text{разг}} n_c}{60} = \frac{\pi \cdot 6,9 \cdot 2,1 \cdot 166,7}{60} = 126 \text{ м/с,} \quad (3.35)$$

где  $k_{\text{разг}}$  – коэффициент разгона определяется по формуле (3.57).

$$k_{\text{разг}} = \frac{n_{\text{Iразг}}}{n_{\text{I0}}} = 2,1. \quad (3.36)$$

При  $D_i = 6,9 \text{ м}$ , предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме не превышает допустимых значений.

Для определения высоты активного железа необходимо найти «условный объем машины» по формуле:



$$W_S = D_i^2 l_a = \frac{30 C_a S_p}{\pi n_0}, \quad (3.37)$$

где  $S_p$  —определяется по формуле (3.59);

$C_a$  —коэффициент машины, зависящий от удельной нагрузки на полюс  $S^*$  и способ охлаждения.

$$C_a = \frac{R}{S^{*y}} = \frac{18,8}{1,69^{0,18}} = 16,37. \quad (3.38)$$

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_S}{D_i^2} = \frac{30 C_a S_p}{\pi n_0 D_i^2} = \frac{30 \cdot 16,37 \cdot 65,7}{\pi \cdot 166,7 \cdot 6,9^2} = 0,76 \text{ м}. \quad (3.39)$$

Высота активной стали стандартизирована, поэтому принимается ближайшее значение  $l_a = 80$  см.

После определения  $D_i$  и  $l_a$  уточняется конструктивное исполнение генератора: при  $4 < \frac{D_i}{l_a} < 5$  и  $n_c > 150 \text{ мин}^{-1}$  рекомендуется принимать подвесное.

Основные размеры вертикального гидрогенератора представлены в таблице 3.3.

Общая масса генератора приближенно:

$$G_{\text{ген}} = \psi D_i l_a = 50 \cdot 6,9 \cdot 1,3 = 448,5 \text{ т}, \quad (3.40)$$

где  $\psi = (48 \div 58)$  для подвесных генераторов.

Вес ротора генератора с валом составляет 50-55% общей массы гидрогенератора.

$$G_{\text{рот}} = 0,52 \cdot G_{\text{ген}} = 0,58 \cdot 448,5 = 260 \text{ т}. \quad (3.41)$$

Основные размеры гидрогенератора проектируемой ГЭС представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Основные размеры генератора Гэсэрской ГЭС

Элемент генератора	Параметр	зависимость	значение
Статор	Высота корпуса $h_{\text{ст}}$	$(1,7 \div 1,9) l_a$	1,30 м
	Диаметр корпуса $D_{\text{ст}}$	$(1,05 + 0,0017 n_0) D_i$	8,08 м
	Диаметр активной стали $D_a$	$D_i + (0,5 \div 0,9)$	7,8 м
Верхняя крестовина	Высота $h_{\text{в.к.}}$	$(0,1 \div 0,12) D_i$	0,69 м
	Диаметр лучей $D_{\text{в.к.}}$	$D_{\text{ст}}$	8,08 м
Подпятник	Высота $h_{\text{п}}$	$(0,15 \div 0,2) D_i$	1,04 м
	Диаметр кожуха $D_{\text{п}}$	$(0,4 \div 0,5) D_i$	2,76 м

### 3.5. Определение заглубления водозабора на величину воронкообразования

Расход через турбину при отметке НПУ и работе агрегата с установленной мощностью:

$$Q = 167,8 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Диаметр водовода:

$$D = 11,61 \text{ м}.$$

Средняя скорость воды в водоводе:

$$v_{\text{пр}} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 166,7}{\pi \cdot 4,5^2} = 10,48 \text{ м/с}. \quad (3.42)$$

Минимальная разность отметок мёртвого объема и верхней кромки водовода:

$$H_{\text{кр}} = 0,5 \cdot D \cdot \left( \frac{v}{g \cdot D} \right)^{0,55} = 0,5 \cdot 11,6 \cdot \left( \frac{10,48}{9,81 \cdot 11,61} \right)^{0,55} = 2,8 \text{ м}. \quad (3.43)$$

### 3.6 Подъёмно-транспортное оборудование

В машинном зале Гэсэрской ГЭС устанавливается основное крановое оборудование станции, [12] предназначенное для выполнения всех грузоподъемных операций и перемещения грузов внутри машинного зала, и монтажной площадки, связанных с обслуживанием основного гидроэнергетического оборудования – турбины и генератора, а также вспомогательного оборудования, размещенного ниже машинного зала, при ремонтах агрегатов. В соответствии со стандартом [13] в машинном зале Гэсэрской ГЭС будет один двухбалочный опорный мостовой кран с опорными грузовыми тележками (т.к. вес самого тяжелого узла менее 500 тонн и малое число агрегатов).

Управление краном осуществляется с кабины. Так же кран снабжён площадками обслуживания.

Группу и ширину пролёта крана устанавливают в соответствии с [14] по грузоподъёмности.

Ширина пролёта крана может быть уменьшена на величину кратную 0,5 м.

## 4 Электрическая часть ГЭС

### 4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Главная электрическая схема Гэсэрской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям необходимой надежности, маневренности, удобствам и безопасности эксплуатации, а также условиям оптимизации затрат на оборудование и его эксплуатацию.

Уровень этих требований в современных условиях повышен в связи с высокой ролью и ответственностью гидроэлектростанций в обеспечении безопасности электроснабжения потребителей и надежности функционирования энергосистем, в том числе, в периоды возникновения и ликвидации аварийных ситуаций.

В Тувинской энергосистеме присутствуют подстанции 10 кВ, 35 кВ, 110 кВ, 220 кВ. По карте-схеме размещения ближайших подстанций к зоне строительства Гэсэрской ГЭС (приложение Г, рисунок Г.1), было определено, что расстояние до наиболее подходящей подстанции по условию экономичности и конструктивного исполнения, меньше предельной длины линии электропередачи. Таким образом выбрана подстанция Кызыльская 220 кВ. (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Количество линий до наиболее подходящей подстанции

Напряжение, кВ	Ближайшая п/с	Расстояние до п/с, км	Предельная длина линии электропередачи, км	Количество линий
220	Кызыльская	44	400	3

При использовании высшего напряжения 220 кВ для передачи мощности потребуется 3 линии. Предварительно принимаем класс напряжения распределительного устройства:

$$U_{\text{ру}}^{\text{РДУ}} = 220 \text{ кВ.}$$

По формуле Г.А. Илларионова определим экономически целесообразное напряжение распределительного устройства [16]:

$$U_{\text{ру}}^{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{N_{\text{уст}}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{44} + \frac{2500}{207}}} = 206 \text{ кВ.} \quad (4.1)$$

Окончательно принимаем напряжение распределительного устройства:

$$U_{\text{ру}} = 220 \text{ кВ.}$$

Одним из первых вопросов, решаемых при проектировании, является выбор вида блоков на ГЭС. В зависимости от числа и мощности гидроагрегатов

применение получили простые блоки, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор. В связи с небольшим количеством агрегатов (четыре), целесообразно применение единичного блока из условий требования надежности. [17]

На рисунке 4.1 представлены виды блоков.

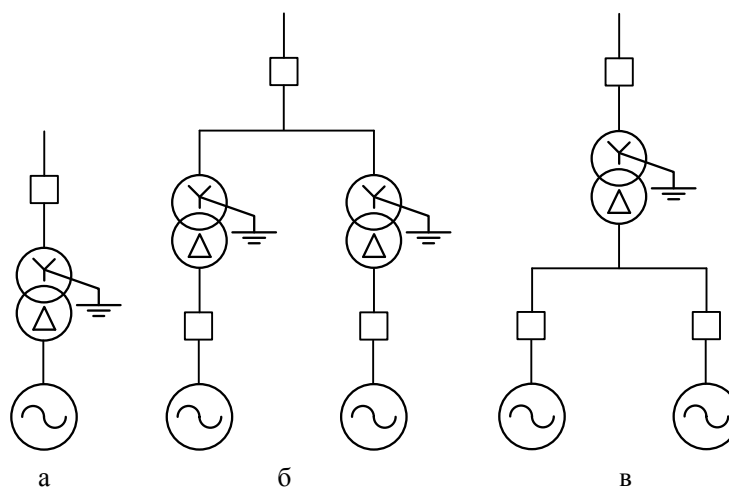


Рисунок 4.1 – Виды генераторных блоков

а – простой блок; б – укрупнённый блок с трансформатором на каждый генератор; в – укрупнённый блок с одним трансформатором на два генератора.

Схемы собственных нужд (далее - СН) ГЭС должны выбираться с учетом обеспечения их надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

Электрическая схема СН на Гэсэрской ГЭС выполнена с двумя напряжениями - 0,4 и 6 кВ. [18]

Проект Гэсэрской ГЭС выполняет все требования Технической политики ПАО «РусГидро», а именно:

1. Оборудование систем постоянного и переменного тока, щиты и сборки для питания ответственных потребителей располагаются на незатопляемых отметках;
2. Для электроснабжения потребителей 1 категории и потребителей особой группы, таких как: грузоподъемные механизмы и приводы управления затворами ГТС, автоматика управления быстропадающих затворов и др. предусмотрены автономные независимые источники (дизель генераторная установка - ДГУ);
3. На всех присоединениях 0,4-220 кВ применены силовые выключатели;
4. У всех ответственных потребителей применено автоматическое включение резерва (АВР)
5. Другие требования к СН [18]

Согласно стандарту [18]: «... необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания». На Гэсэрской ГЭС в качестве источников питания будут приняты:

- генераторы;
- от подстанции Птицефабрика;

– дизель-генераторная установка (ДГУ).

Основное питание шин 6 кВ осуществляется от двух трансформаторов СН: ТСН1, ТСН2, присоединяемых к одиночным энергоблокам ГТ2, ГТ3, между генераторными выключателями и главными повышающими трансформаторами Т2, Т3.

Такое подключение позволяет при отключении генераторов обеспечивать электроснабжение потребителей СН от сети 220 кВ через главные трансформаторы Т2, Т3.

В качестве резервного источника питания для электроснабжения затворов плотины в проекте предусматривается дизель-генератор. В состав ДЭС входят: дизель-генераторная установка, пульт управления, комплект автоматики и другие технологические системы.

Характерной особенностью современных ДЭС является высокая надежность, сниженные расходы на техническое обслуживание, низкий расход топлива и т.д.

Главная схема электрических соединений представлена на чертеже «Главная схема Гэсэрской ГЭС». Вычерчивание главной схемы выполнено с учётом требований стандартов [19], [20], [21], [22].

## 4.2 Выбор основного оборудования

### 4.2.1 Главные повышающие трансформаторы

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = S_{\text{Г ном}} - S_{\text{с.н.}} = 61 - 61 \cdot 0,01 = 60,39 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.2)$$

где  $S_{\text{с.н.}}$  – полная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" [23] выбираются трансформаторы ТД 63000/220-УХЛ1. Трансформатор стационарный силовой масляный трёхфазный с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха предназначен для работы в блоках электростанций. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТД 63000/220-УХЛ1

$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
63	220	10,5	11,0	245	35	0,2

### 4.2.2 Выбор трансформаторов СН

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1% от  $S_{\text{ном}}$ :

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot S_{ном} = 0,01 \cdot 207 = 2,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.3)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{Тс.н.} \geq S_{с.н.}$$

По каталогу фирмы «КалугаЭнерго» выбираем трансформатор собственных нужд ТСЗ-2500/10/6 УЗ. [4] Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ-2500/10/6 УЗ

$S_{ном}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_H, \text{кВ}$		$U_K, \%$	$\Delta P_K, \text{кВт}$	$\Delta P_{xx}, \text{кВт}$
	$U_{BH}$	$U_{HH}$			
0,100	10,5	6,3	9	2,8	0,6

#### 4.2.3 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ 808/130-36 У4 производства НПО "ЭЛСИБ". Паспортные данные представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Паспортные данные генератора СВ 808/130-36 У4.

Номинальная мощность, МВ·А		$U_{Г\text{ ном}}, \text{кВ}$	$\cos \varphi_{Г, \text{о.е.}}$	$\eta$	Индуктивные сопротивления		
$S_{Г\text{ ном}}$	$P_{Г\text{ ном}}$				$x_d''$	$x_d'$	$x_d$
61	52	10,5	0,85	0,961	0,22	0,35	0,93

#### 4.2.4 Выбор количества отходящих воздушных линий РУВН и марки проводов

Суммарная мощность, выдаваемая на 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{Г} \cdot (S_{Г} - S_{сн}), \quad (4.4)$$

$$S_{\Sigma} = 4 \cdot (61 - 0,61) = 241,56 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{нат.} = 135 \text{ МВт}; \quad K = 1,2; \quad \cos \varphi_c = 0,85;$$

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{K \cdot P_{нат.} / \cos \varphi} = \frac{241,56}{1,2 \cdot 135 / 0,85} = 1,26 \text{ шт.} \quad (4.5)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным  $n_{л} = 2 + 1 = 3$  шт.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{241,56}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,215 \text{ кА.} \quad (4.6)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 215 = 0,226 \text{ кА,} \quad (4.7)$$

где  $\alpha_i = 1,05$  – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

$\alpha_T = 1,0$  – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока выбираем провод марки АС – 95/16, которому соответствует минимальный допустимый ток.

Допустимый продолжительный ток  $I_{\text{доп}} = 0,330$  кА.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{241,56}{(3 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,322 \text{ кА.} \quad (4.8)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$ , следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Параметры провода марки АС-95/16

Число проводов в фазе	$R_0$ Ом/км	$X_0$ Ом/км	$b_0$ См/км
1	0,306	0,421	$2,61 \cdot 10^{-6}$

### 4.3 Выбор главной схемы РУВН

Главные электрические схемы электростанций проектируются исходя из следующих требований:

- ремонт выключателей 220 кВ и выше производится без отключения присоединений;
- воздушная линия отключается от РУ не более чем двумя выключателями;
- трансформаторы блоков отключаются от РУ не более чем 3 выключателями;
- автотрансформаторы (трансформаторы) связи двух РУ отключаются не более чем шестью выключателями обоих РУ и не более чем четырьмя – в одном из РУ;
- отказы выключателей РУ в нормальном и ремонтных режимах не должны приводить к одновременной потере двух транзитных параллельных линий, а также одновременному отключению нескольких линий, если при этом нарушается устойчивость параллельной работы ЭЭС;

– при отказах выключателей в нормальном режиме РУ не должно отключаться более одного блока, а в ремонтном режиме РУ – не более двух блоков, при этом не должно возникать перегрузки линий и нарушения устойчивости.

Число присоединений РУ-220 кВ: 7 (3 ВЛЭП 220 кВ, 4блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с четырьмя блоками с выключателями и автоматической перемычкой со стороны линии. Выбранная схема РУ – 220 кВ представлена на рисунке 4.2.

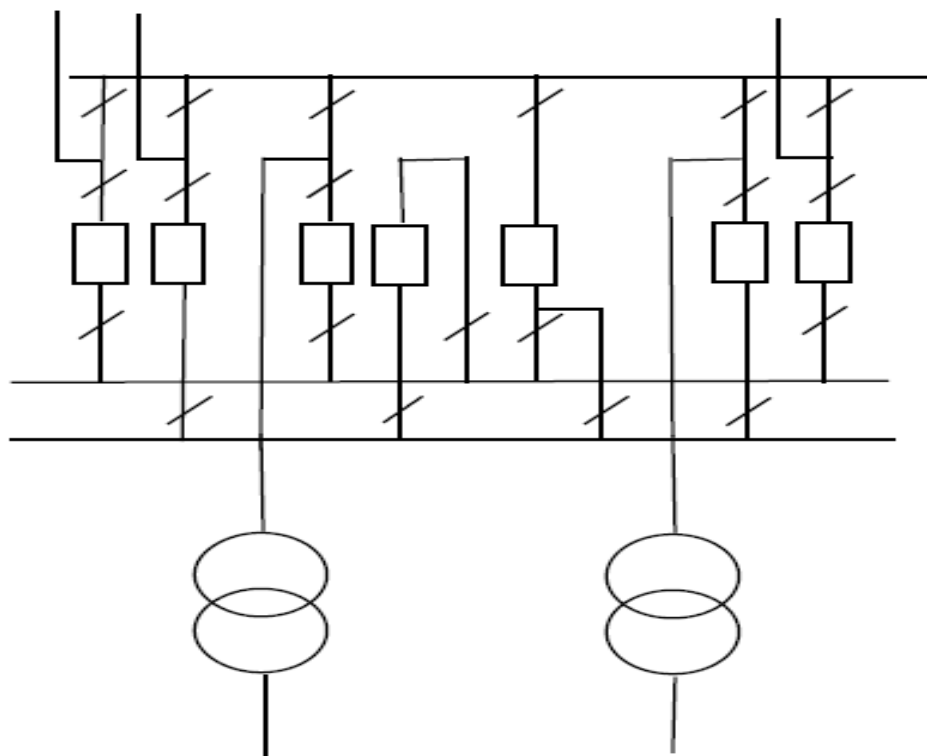


Рисунок 4.2 - Схема РУ 220 кВ

#### 4.4 Расчёт токов трехфазного короткого замыкания

##### 4.4.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,36. \quad (4.9)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_K \% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = 0,13 \text{ Ом}. \quad (4.10)$$



Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = 1 \text{ Ом.} \quad (4.11)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_L = \frac{x_{0, \text{уд}} \cdot l}{n} = 3,62 \text{ Ом} \quad (4.12)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = 0,047. \quad (4.13)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в относительных единицах:

$$r_T = \frac{\Delta P_k}{2} \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 3,40 \text{ Ом.} \quad (4.14)$$

$$r_L = \frac{r_{0, \text{уд}} \cdot l}{n} = 2,63 \text{ Ом.} \quad (4.15)$$

#### 4.4.2 Результаты расчетов токов короткого замыкания

Вносим ранее рассчитанные параметры схемы замещения замещения в программный комплекс RastrKZ. Полученные результаты расчета представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Результаты расчетов тока короткого замыкания

Точка КЗ	Та	Ку	іу.кА	Іп0(3) ,кА	Іп0(1) ,кА
Шина 220 кВ	0,02	1,608	18,29	3,75	4,9
Вывода генератора (10 кВ)	0,065	1,969	111,9	42,6	-

## 4.5 Выбор и проверка оборудования РУВН

В распределительных устройствах электрических станций и подстанций содержится большое число электрических аппаратов и соединяющих их проводников. Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важнейший этап проектирования любой электроустановки, от которого в значительной степени зависит надёжность её работы.

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Аппараты и проводники должны:

- 1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
- 2) противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
- 3) выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий (ветер, гололёд). Это требование учитывается при механическом расчёте ЛЭП и РУ;
- 4) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

Один из важнейших вопросов - обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников. При работе происходит нагрев электрических аппаратов и проводников, что является следствием потерь мощности в них. Составляющими этих потерь являются: потери в токоведущих частях, обмотках, контактах; потери от вихревых токов в металлических частях, особенно ферромагнитных; потери в магнитопроводах трансформаторов.

### 4.5.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов

Рабочий ток в цепи генераторов:

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{61}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3521 \text{ А.} \quad (4.16)$$

Рабочий ток в присоединениях трансформатора:

$$I_{Т1-Т2,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ \cdot КТ}} = 1,05 \cdot \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 11,5} = 353 \text{ А.} \quad (4.17)$$

Рабочий ток в линий связи с системой 220 кВ:

$$I_{Л1-Л2,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{раб.мах}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г1-Г4} - S_{ТСН}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{НОМ}} = \frac{241,5}{\sqrt{3} \cdot 5 \cdot 220} = 258 \text{ А;} \quad (4.18)$$

$$I_{Л1-Л2, \text{раб. утж}} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г1-Г6} - S_{ТСН}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{\text{ном}}} = 1,05 \cdot \frac{241,5}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 322 \text{ А.} \quad (4.19)$$

#### 4.5.2 Выбор выключателей и разъединителей

В качестве коммутационного аппарата распределительного устройства примем элегазовый выключатель ВЭБ-УЭТМ-220/3150УХЛ1 фирмы «Уралэлектротяжмаш». Выключатели элегазовые серии ВЭБ предназначены для эксплуатации в открытых и закрытых распределительных устройствах в районах с умеренным и холодным климатом. Предназначены для коммутаций электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц номинальным напряжением 35кВ, 110 кВ и 220 кВ.

Выключатели предназначены для эксплуатации при верхнем рабочем значении температуры окружающего выключатель воздуха составляет +40°C. Нижнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет -55°C. По заказу возможна поставка выключателей в климатическом исполнении УХЛ1 - нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха минус 60°C; в климатическом исполнении Т1 - верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха +55°C

Каталожные данные представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Каталожные данные выключателя ВЭБ-УЭТМ-220

Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВЭБ-УЭТМ
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 322 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 4,9 \text{ кА}$	$I_{\text{откл. ном.}} = 40 \text{ кА}$
$i_y = 18,29 \text{ кА}$	

Выполним проверку по току термической стойкости:

$$B_{\text{к, норм}} = I_T^2 \cdot t_T, \quad (4.20)$$

где  $t_T = 4 \text{ с}$ ;

$I_T = 40 \text{ кА}$  – ток термической стойкости.

$$B_{\text{к, норм}} = 20^2 \cdot 4 = 6400 \text{ кА} \cdot \text{с.}$$

$$B_{\text{к, расч}} = I_{\text{п.о}}^2 \cdot (t_B + t_{\text{пз}}), \quad (4.21)$$

$$B_{\text{к, расч}} = 4,9^2 \cdot (3 + 0,01) = 135,92 \text{ кА} \cdot \text{с.}$$

$$B_{\text{к,норм}} > B_{\text{к,расч}}$$

Следовательно, выключатель проходит проверку на термическую стойкость.

Основные данные трансформатора тока входящего в состав ВЭБ-220 :

- Класс точности обмотки для учета: 0,2;
- Класс точности обмотки для защиты: 5Р;
- Номинальный ток вторичной обмотки В: 5;

Выбран разъединитель РНДЗ – 220/3200. Предназначен для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 220, с созданием видимого разрыва, а также заземления отключенных участков при помощи стационарных заземлителей. Разъединители применяются для отключения токов холостого хода трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий. Производитель ОАО ВО «Электроаппарат». Параметры разъединителя представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Каталожные данные разъединитель РНДЗ – 220/3200

Расчетные данные	Каталожные данные
	Разъединитель РНДЗ – 220
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 322 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3200 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 4,9 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст.}} = 40 \text{ кА}$
$i_y = 18,29 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.ст.}} = 125 \text{ кА}$

### 4.5.3 Выбор трансформаторов напряжения

Выбираем трансформатор напряжения ЗНОГ-220 производства «ЗЭТО».

Трансформатор напряжения серии ЗНОГ-220 заземляемый однофазный с газовой изоляцией, предназначен для применения в электрических цепях измерения, устройств защиты, управления и автоматики в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц класса напряжения 220 кВ.

Основные данные:

- Класс точности обмотки для учета: 0,2;
- Класс точности обмотки для защиты: 3Р;
- Номинальное напряжение вторичной обмотки В: 100;
- Номинальная мощность В · А: 150.

#### 4.5.4 Выбор ограничителя перенапряжений

Исходя из ПУЭ [1], трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. Устанавливаем ОПН – П – 220 УХЛ1 фирмы ЗАО «Завод энергозащитных устройств».

#### 4.6 Выбор и проверка оборудования на генераторном напряжении

##### 4.6.1 Выбор выключателей и разъединителей

В качестве коммутационного аппарата на генераторном напряжении примем выключатель ВГГ-10 фирмы «Энерго союз».

Высоковольтные выключатели серии ВГГ, предназначены для эксплуатации в электроустановках номинальным напряжением 10,5 кВ.

Выключатели предназначены для эксплуатации в закрытых помещениях с умеренным климатом при высоте установки над уровнем моря до 1000 м.

Каталожные данные выключателя представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Каталожные данные ВГГ-10

Параметры	Расчётные данные	ВГГ-10
Номинальное напряжение, кВ	10,5	10,5
Ток максимальный рабочий, А	3326	4000
Ток КЗ, кА	42,6	63

Выполним проверку по току термической стойкости по (4.20) и (4.21):

$$V_{\text{к,норм}} = 63^2 \cdot 4 = 15876 \text{ кА} \cdot \text{с.}$$

$$V_{\text{к,расч}} = 42^2 \cdot (3 + 0,01) = 3687 \text{ кА} \cdot \text{с.}$$

$$V_{\text{к,норм}} > V_{\text{к,расч}}$$

Следовательно, выключатель проходит проверку на термическую стойкость.

Выбран: Разъединитель РВР 10,5/4000 У1.

Разъединитель типа РВР 10,5/4000 У1, производства «Уральский завод трансформаторных технологий».

Каталожные данные представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Каталожные данные разъединитель РВР 10,5/4000 У1

Расчетные данные	Каталожные данные
	Разъединитель РВР 10,5
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 3326 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$

#### **4.6.2 Выбор трансформаторов напряжения**

Выбран: трансформатор напряжения ЗНОЛ10.

Трансформатор напряжения ЗНОЛ, производства, «Свердловский завод трансформаторов тока», предназначен для применения в электрических цепях измерения, устройств защиты, управления и автоматики в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц класса напряжения 10 кВ. Трансформатор ЗНОЛ10 предназначен для эксплуатации при условиях ,высота установки над уровнем моря не более 1000 м, температура окружающего воздуха от минус 60°С до плюс 50°С для исполнения "УХЛ1" и от минус 10°С до плюс 55°С для исполнения "Т1".

Основные данные:

- Класс точности обмотки для учета: 0,2;
- Класс точности обмотки для защиты: 3Р;
- Номинальное напряжение вторичной обмотки В: 100;
- Номинальная мощность В· А: 900.

#### **4.6.3 Выбор трансформаторов тока**

Выбран: трансформатор тока ТШЛ10 .

Трансформатор тока ТШЛ10 (ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока») предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты и управления в установках переменного тока. Трансформатор ТШЛ10 предназначен для эксплуатации в районах с умеренным климатом.

Основные данные:

- Класс точности обмотки для учета: 0,2;
- Класс точности обмотки для защиты: 5Р;
- Номинальный ток вторичной обмотки В: 5;

#### **4.6.4 Выбор ограничителя перенапряжений**

Ограничители перенапряжений нелинейные серии ОПН-П-10 предназначены для защиты от коммутационных и грозовых перенапряжений электрооборудования электрических сетей переменного тока промышленной частоты 50 Гц на напряжение 10,5 кВ. Производитель «Завод энергозащитных устройств».

В данном проекте ОПН были выбраны упрощенно, только по параметру напряжения.

#### **4.6.5 Выбор генераторного синхронизатора и сетевого анализатора**

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ» (г. Москва), микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-МЗ.

Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-МЗ изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°C; верхнее предельное значение температуры 55°C; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°C). АС-МЗ предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе П по ГОСТ 15150.

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ ромсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ. Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно - предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Подключение к сети напряжением свыше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения

## 5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

### 5.1 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ [31] согласно мощности генератора, принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

#### **На главном генераторе ГГ СВ 808/130-36:**

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

#### **На силовом трансформаторе блока ТД 63000/220-УХЛ1:**

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;



- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от потери охлаждения;
- Защита от перегрева Т.

#### **На трансформаторе СН ГЭС ТСЗ-2500/10/6 УЗ:**

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- Защита от перегрузки;
- Реле тока охлаждения.

#### **На линиях электропередачи 220 кВ:**

- Основные защиты:
  - дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
- Резервные защиты:
  - 3-х ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
  - токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
  - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
    - для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

## **5.2 Описание защит и расчет их уставок**

### **5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора**

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ( $I_{\text{ср}} < 0,2 \cdot I_{\text{н}}$ ) защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

Защита выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах.

Номинальный ток генератора:  $I_{\text{ном}} = 3354 \text{ А}$ .

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{\text{тт}} = 4000/5 \text{ А}$ .

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина  $I_{\text{ср.0}}$  выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{\text{нб(н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{н}}, \quad (5.1)$$

где  $K_{\text{одн}} = 0,5$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$f_i = 0,1$  - относительная погрешность трансформаторов тока.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP.0} \geq K_H \cdot I_{HB(H)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H, \quad (5.2)$$

где  $K_H = 2$  - коэффициент надежности.

Принимаем уставку:  $I_{CP.0} = 0,15 \cdot I_H$ .

2) Коэффициент торможения  $K_T$  определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина  $K_T$  выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{HB(KЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (5.3)$$

где  $K_{АП} = 2$  – коэффициент апериодической составляющей;

$f_i = 0,1$  - относительная погрешность трансформаторов тока;

$K_{ОДН} = 0,5$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5-для однотипных ТТ, 1,0 для разных ТТ);

$I_{МАКС}$  - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения:

$$I_{МАКС} = \frac{E''_Г}{x''_d} \cdot I_H. \quad (5.4)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.3):

$$I_{HB(KЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,22} \cdot 3354 = 1722,7 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{HB(KЗ)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.5)$$

$$K_T > \frac{1722,7 \cdot 2}{17227},$$

$$K_T > 0,2,$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности;

$I_T$  - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку  $K_T = 0,3$ .

3) Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения):

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.6)$$

4) Тормозной ток В определяет точку излома характеристики срабатывания. При выборе В должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.7)$$

Принимаем типовое значение уставки  $B = 1,5$  (при этом условие выполняется).

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

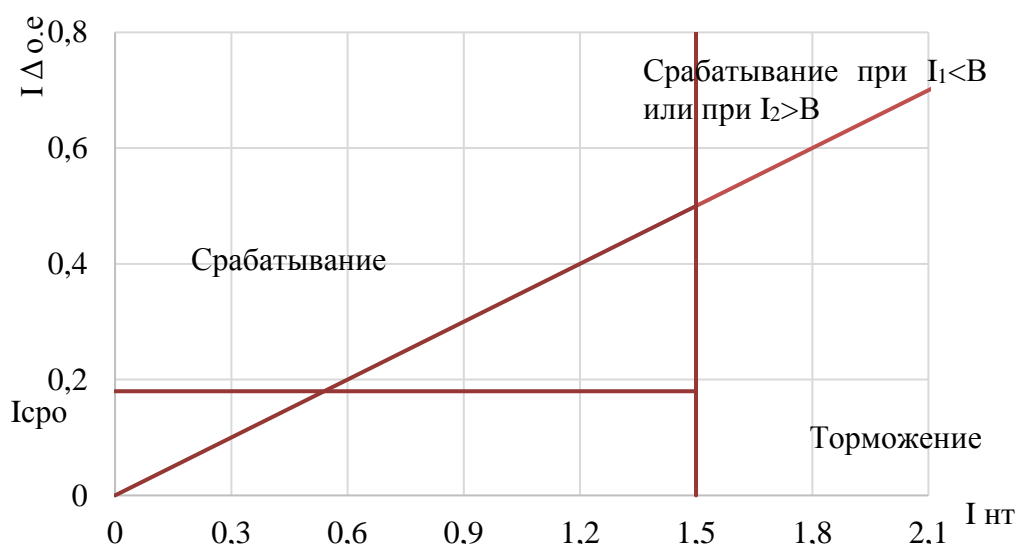


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Защита действует на отключение генератора, гашение полей, останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск пожаротушения генератора.

### 5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

Защита обеспечивает 100% охват обмотки статора генератора, работающего в режиме изолированного блока и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд.

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган ( $U_0$ ) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности  $U_0$  и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов;  $U_0$  включается на напряжение нулевой последовательности  $3U_0$  ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания органа основной гармонике выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока ( $U_{0\text{эл.ст.}}$ ) при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчет  $U_{0\text{эл.ст.}}$  выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.2.

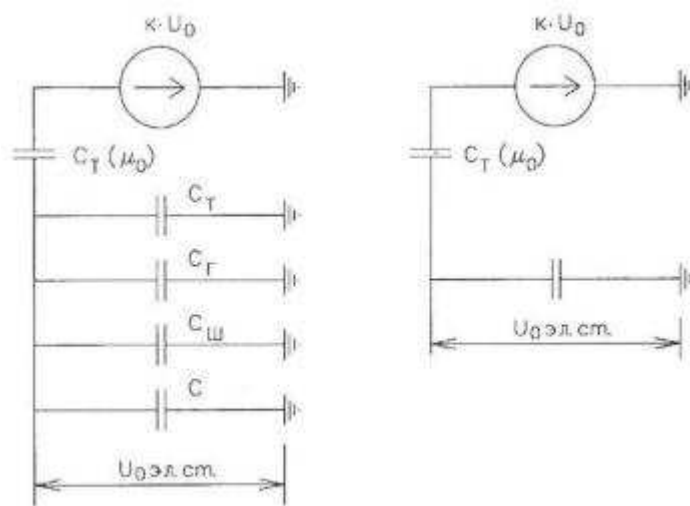


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора:

$C_Г$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

$C_T$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_Ш$  – емкость шинпровода по отношению к земле;

$C_1$  – емкость генераторного выключателя со стороны генератора.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_Г + C_Ш + C_1 = 0,0073 + 0,65 + 0,008 + 0,0195 = 0,685 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.8)$$

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.9)$$

где  $K$  – коэффициент, учитывающий распределение напряжения  $U_0$  по обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с изолированной нейтралью,  $K = 0,5$ ;

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора,  $C_T(\mu_0) = 0,009 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$ ;

$U_0$  – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора. Принимается равным:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,6 \text{ кВ}, \quad (5.10)$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 6,02 \text{ А}. \quad (5.11)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220 кВ:

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46600 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 0,685} = 143,5 \text{ В}. \quad (5.12)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}, \quad (5.13)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 143,5}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}},$$

$$U_{\text{СР}} \geq 3,66,$$

где  $K_H = 1,5$  – коэффициент надежности;  
 $n_{\text{ТН}}$  – коэффициент трансформации ТН;  
 $K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

$U_0$  имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемую в диапазоне от 5 до 20 В.

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал;  $U_{02G}$  с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5 с действует на разгрузку агрегата;  $U_{0G}$  с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора,

гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

2) Второй орган  $U_{03}$  реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники и в нейтрали на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Для органа  $U_{03}$  уставка по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от  $K_T$ :

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.14)$$

При  $K_T = 1,1$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 32,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

### 5.2.3 Защита от повышения напряжения

1) Уставка защиты  $U2>$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.15)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган  $U1>$  с уставкой  $1,2 \cdot U_H$ , предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U1>$  вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка  $U1>$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.16)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 220 кВ принимается минимальной и равной  $0,09 \cdot I_H$ .

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

## 5.2.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе.

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности  $I_{*2}$ :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.17)$$

где  $I_2$  – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,  
 $I_H$  – номинальный ток генератора в первичной цепи.

Допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока  $I_2$  характеризуется выражением:

$$I_{*2} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.18)$$

где  $A = 20$  – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган ( $I_{2\text{СИГН}}$ ) срабатывающий при увеличении тока  $I_2$  выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени (действует на сигнал).

Принимаем уставку сигнального органа:  $I_{*2\text{СИГН}} = 0,08$ ;  $I_{2\text{СИГН}} = 0,08 \cdot I_H$ .

2) Пусковой орган ( $I_{2\text{ПУСК}}$ ) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения  $I_2$  выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при  $t_{\text{МАКС}} = 600$  с.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.19)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,152, \quad (5.20)$$

где  $K_H = 1,2$  – коэффициент надежности.

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.21)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного  $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,15$ :

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 880 \text{ с}. \quad (5.22)$$

3) Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождающихся токами перегрузки  $I_2$  с зависимой от тока выдержкой времени, определяемой уравнением:

$$t_{\text{ср}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.23)$$

$$A_{\text{ио}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{ср}}. \quad (5.24)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1-Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_{\text{Н}}$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) представлена на рисунке 5.3.

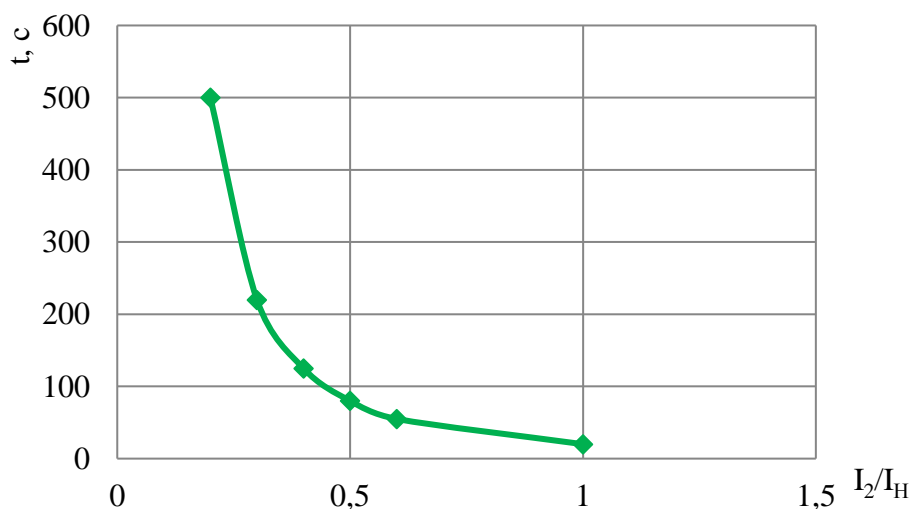


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты



Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t_{\text{мин.}} = 20 \text{ с}$ ,  $t_{\text{макс.}} = 600 \text{ с}$ .

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ( $t_{\text{охл}}$ ) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ( $t_{\text{охл}} = 100 \text{ с}$ ).

4) Орган токовой отсечки ( $I_{2\text{ОТС}}$ ) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока  $I_2$  выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.
3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

По первому условию: выбор тока срабатывания производится по кривой предельной длительности протекания через генератор токов обратной последовательности

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных коротких замыканиях на шинах ВН блока:

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{I_2^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_{\Gamma} + x_{\text{T}})} = \frac{1}{1,3 \cdot (0,22 + 0,36 + 0,13)} = 1,08 \text{ о. е.}, \quad (5.25)$$

где  $x_d''$  - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

$x_{\Gamma}$  - сопротивление обратной последовательности генератора;

$x_{\text{T}}$  - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 220 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}} \cdot \sqrt{3}}. \quad (5.26)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2с.з.} \leq \frac{2 \cdot I_{кз}^{(2)} \cdot K_T}{\frac{\sqrt{3}}{K_{\text{ч}}}} = \frac{2 \cdot 0,485 \cdot 10,5}{\frac{\sqrt{3}}{1,2}} = 7,18 \text{ кА} \quad (5.27)$$

По третьему условию: ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию.

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 5.2.5 Защита от симметричных перегрузок

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток статора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени и содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию.

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.28)$$

где  $K_H = 1,05$  – коэффициент надежности;

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 0,9$  с.

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа.

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.29)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки $I/I_N$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) представлена на рисунке 5.4.

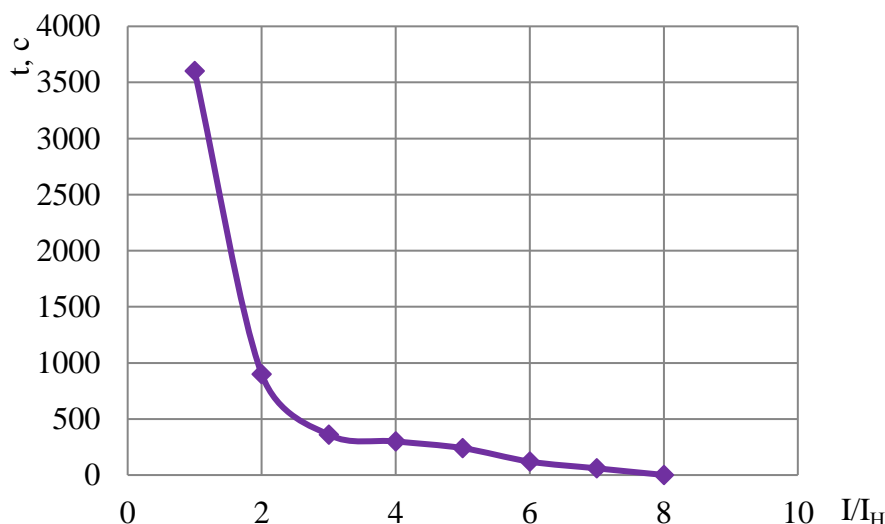


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ.

Уставка выдержки времени отключающего органа принимается минимальной и равной 0,01 с.

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.30)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению.

Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105,0} = 66 \text{ В}. \quad (5.31)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 5.2.6 Дистанционная защита генератора

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока в нейтрали генератора и трансформаторам напряжения на выводах генератора.

Характеристика срабатывания задается в виде круга, расположенного в I и II квадранте со смещением в III и IV квадрант комплексной плоскости сопротивлений.

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1с. Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

Согласование производится для условий работы на шинах 220 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Гэсэрская ГЭС:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 22,1 + \frac{0,8}{5} \cdot 4,5 = 18,4 \text{ Ом}, \quad (5.32)$$

где  $K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

$Z_T$  – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ;

$$Z_T = \frac{0,105 \cdot 230^2}{63} = 22,1 \text{ Ом}. \quad (5.33)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{61}{63} + \frac{0,8}{5} \cdot \frac{61}{230^2} \cdot 4,5 = 0,084, \quad (5.34)$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,084 \cdot 1,8 = 0,15 \text{ Ом}, \quad (5.35)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1сз} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,15 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 1,14 \text{ Ом.} \quad (5.36)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 1,2 \text{ Ом}$ .

2) Функция  $\Delta Z$  отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции  $\Delta Z$ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее,  $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$ .

3) Сопротивление срабатывания второй ступени выбирается из условия отстройки от режима нагрузки и режима форсировки возбуждения.

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3354} = 1,84 \text{ Ом,} \quad (5.37)$$

Где  $I_{\text{НАГР}}$  – номинальный ток статора, А.

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном токе возбуждения ( $2 \cdot I_{\text{В.Н.}}$ ) и напряжения на зажимах статора  $0,95 \cdot U_{\text{Н}}$  (без учета насыщения):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 2 - 0,95}{0,93} = 3,27, \quad (5.38)$$

где  $I_{\text{В.Х.Х.}}$  – ток ротора холостого хода, А;

$x_d$  – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит  $2,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ .

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.,} \quad (5.39)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,358. \quad (5.40)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 69,08^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.41)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{61} = 0,63 \text{ Ом.} \quad (5.42)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,63 \cdot 4000/5}{10500/100} = 4,8 \text{ Ом.} \quad (5.43)$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 4,8 \text{ Ом.}$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,144 \text{ Ом}, Z_{CM2} = 0,576 \text{ Ом.}$

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

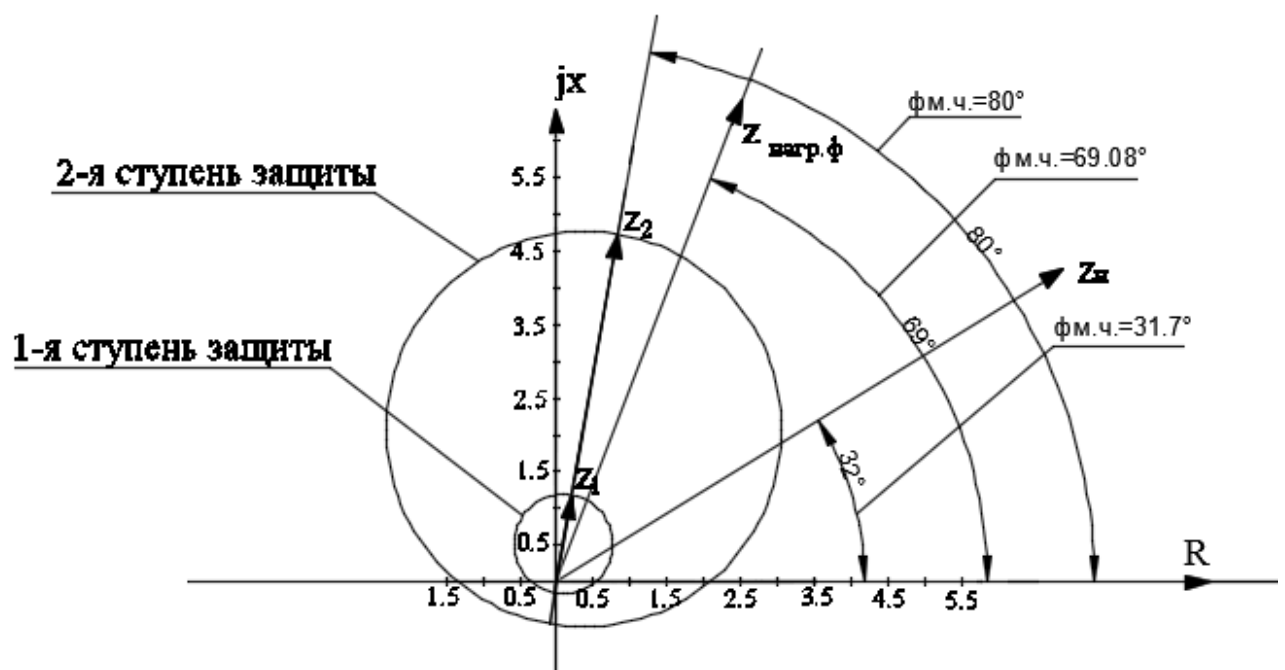


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.2.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток ротора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени. Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующей в предупредительную сигнализацию. Уставка сигнального органа:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.44)$$

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа. Уставка пускового органа:

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.45)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ.

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $I/I_H$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	500	210	150	120	90	72	60	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.6.

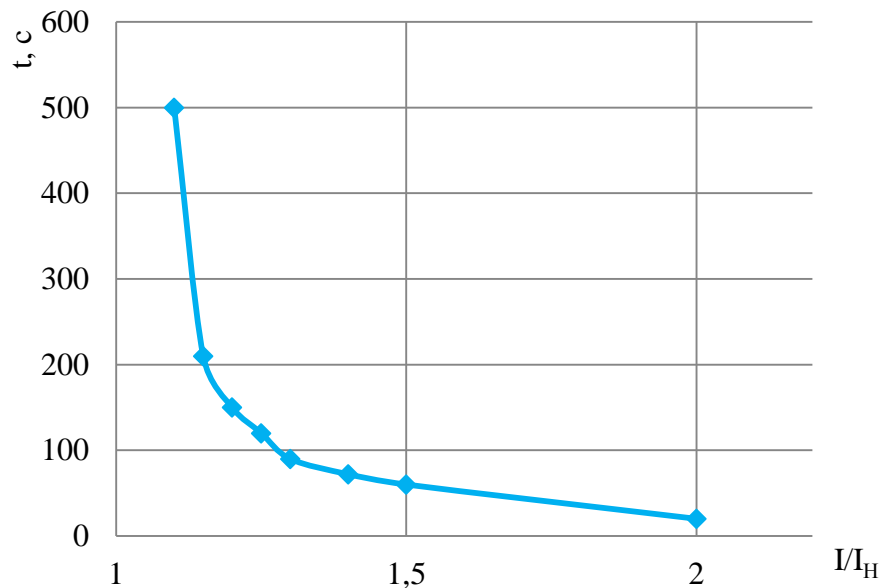


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания. Уставка органа отсечки:

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.46)$$

Выдержка времени токовой отсечки принимается 3,0 с. Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ.

### 5.3 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Для защиты блока генератор - трансформатор средней и высокой мощности были выбраны микропроцессорные шкафы релейной защиты и автоматики типа ШЭ1110М компании «ЭКРА», предназначены для применения в качестве комплексной системы защит станционного оборудования ГЭС, а также для реализации устройств управления и автоматизации.

Комплекс содержит защиты от всех видов повреждений и нарушений нормального режима работы системы возбуждения в соответствии с ПУЭ, действующими руководящими указаниями.

### 5.4 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит и матрица отключений представлены в Приложении Д (таблица Д.1), (таблица Д.2).



## **6 Компонировка и сооружения гидроузла**

### **6.1 Состав и компоновка гидроузла**

Компоновка гидроузла включает в себя:

- водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
- здание ГЭС руслового типа;
- правобережная грунтовая плотина;
- левобережная бетонная плотина;
- выбор створа плотины (приложение Е, рисунок Е.1).

### **6.2 Проектирование бетонной водосливной плотины**

#### **6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения**

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований, присвоен: II.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации: II. [34]. По объёму водохранилища, присвоен: I. По установленной мощности: III.

В конечном счёте присваивается наивысший класс всему сооружению, в нашем случае это первый класс.

#### **6.2.2 Определение отметки гребня плотины**

За отметку гребня плотины принимается отметка, вычисленных по формулам:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s, \quad (6.1)$$

где  $h_s$  – превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = h_{\text{run1\%}} + \Delta h_{\text{set}} + a, \quad (6.2)$$

где  $h_{\text{run1\%}}$  – высота наката волн на откос расчетной обеспеченностью 1%;

$\Delta h_{\text{set}}$  – высота ветрового нагона;

$a$  – конструктивный запас,  $a = 0,8$  м.

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определяются согласно [32]. Высота ветрового нагона определяется по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.3)$$

где  $k_w$  – коэффициент, принимаемый в зависимости от расчетной скорости ветра,  $k_w = 2,1 \cdot 10^{-6}$ ;

$V=20$  м/с – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;

$L = 2760$  м – длина разгона волны;

$\alpha$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением господствующих ветров  $\alpha = 0$ ;

$d$  – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

Условная расчетная глубина при НПУ:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{714 - 674}{2} = 20 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Высота ветрового нагона при НПУ по формуле (6.3):

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 2760}{9,81 \cdot 20} = 0,012 \text{ м.}$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности для основного случая.

Вычислим безразмерные комплексы, взятые из [32]:

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 2760}{20^2} = 67,68, \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{20} = 10595, \quad (6.6)$$

где  $t$  – период развития волн на водохранилище,  $t = 6$  ч.

Далее по графику [32] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной  $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$ ) и значениям  $\frac{g \cdot t}{V}$  и  $\frac{g \cdot L}{V^2}$  определяются параметры  $\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2}$  и  $\frac{g \cdot \bar{T}}{V}$ .

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,08, \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 1,4, \quad (6.8)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2} = 0,015, \quad (6.9)$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V} = 4. \quad (6.10)$$

Используя меньшие полученные значения, вычислим средний период волны  $\bar{T}$  и среднюю высоту волны  $\bar{h}$ .

Следовательно:

$$\bar{h} = \frac{0,015 \cdot V^2}{g} = \frac{0,015 \cdot 20^2}{9,81} = 0,61 \text{ м}, \quad (6.11)$$

$$\bar{T} = \frac{1,4 \cdot V}{g} = \frac{1,4 \cdot 20}{9,81} = 2,85 \text{ с}. \quad (6.12)$$

Вычислим среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{\bar{T}^2 \cdot g}{2 \cdot \pi} = \frac{2,85^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 12,71 \text{ м}. \quad (6.13)$$

Проверяем условие:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d, \quad (6.14)$$

$20 > 6,35$  и, т.е. условие глубоководности выполняется.

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.15)$$

где  $K_i$  – коэффициент, определяемый по графику [34] в зависимости от значения  $\frac{g \cdot L}{V^2}$ .

При  $K_i = 2,1$  по формуле (6.13):

$$h_{1\%} = 1,27 \text{ м}.$$

Высоту наката волн на откос 1% обеспеченности для фронтально подходящих волн при глубине перед сооружением  $d \geq 2 \cdot h_{1\%}$ , определим по формуле:

$$h_{\text{run}1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{\text{run}} \cdot h_{1\%}, \quad (6.16)$$

где  $k_r$  и  $k_p$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые исходя из того, что конструкция крепления откосов – каменное, заложение верхового откоса грунтовой плотины равно 1 [34];

$k_{sp}$  – коэффициент, принимаемый по [34] в зависимости от скорости ветра и угла наклона откоса к горизонту;

$k_{run}$  – коэффициент, принимаемый по графикам [34] в зависимости от пологости волны  $\overline{\lambda_d}/h_{1\%}$ , на глубокой воде и  $\text{ctg } \varphi$ .

$$k_r = 0,8, k_p = 0,9, k_{sp} = 1,5.$$

По формуле (6.14):

$$k_{run} = 2,3 \text{ при } \overline{\lambda_d}/h_{1\%} = 9,9,$$

$$h_{run1\%} = 3,95 \text{ м.}$$

По формуле (6.2):

$$h_s = 3,95 + 0,012 + 0,8 = 4,76 \text{ м.}$$

По формуле (6.1):

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 714 + 4,76 = 718,76 \text{ м.}$$

Таким образом за отметку гребня плотины принимаем  $\nabla_{ГГП} = 718,76 \text{ м.}$

За отметку гребня быка бетонной водосливной плотины принимаю большую из двух:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГГП},$$

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст}, \quad (6.17)$$

где  $\nabla_{ГВ}$  – отметка гребня водослива;

$H_{ст}$  – напор на гребне водослива, значения которого будет рассчитано в следующих пунктах.

### 6.2.3 Определение ширины водосливного фронта

Гидравлический расчёт выполняется с целью определения ширины водосливного фронта и размера водосливных отверстий, формы водосливной грани, типа сопряжения потока в НБ, размеров и типа гасителей энергии потока в НБ.

Расчётный максимальный расход для первого класса капитальности является расход 0,1% обеспеченности, для поверочного – 0,01% обеспеченности.

Данные для расчёта основного расчётного случая:

–  $Q=5769 \text{ м}^3/\text{с}$  при обеспеченности 0,1 %;

- $\nabla \text{НПУ} = 714,0 \text{ м};$
- $\nabla \text{УНБ}_{\min} = 680,8 \text{ м}.$

Данные для расчёта поверочного расчётного случая:

- $Q=8063 \text{ м}^3/\text{с}$  при 0,01% обеспеченности;
- $\nabla \text{ФПУ} = 715,0 \text{ м};$
- $\nabla \text{УНБ}_{\max} = 682,1 \text{ м}.$

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчётного расхода воды основного расчётного случая, затем их число подлежит проверке на поверочный расчётный случай. Пропуск расчётного расхода воды для поверочного случая надлежит выполнять при ФПУ всеми пропускными сооружениями.

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_p = Q_{\max} \cdot (n - 1) \cdot Q_{\text{га}} = 5769 - (4 - 1) \cdot 168 = 5266 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.18)$$

где  $Q_{\max}$  – максимальный основной расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% для I класса сооружений.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_6} = \frac{5266}{42,5} = 30,13 \text{ м}, \quad (6.19)$$

где  $q_6$  – удельный расход на водосливе:

$$q_6 = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 34 = 42,5 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.20)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 5 \cdot 6,8 = 34 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.21)$$

где  $h_{\text{НБ}} = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{дна} = 680,8 - 674 = 6,8 \text{ м}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой  $Q = f(H)$  (рис. 1.1) при  $Q_{\text{осн.мах}}$ ;

$[v_h] = 5 \text{ м/с}$  – неразмывающая скорость для диорита.

Ширина водосливного фронта  $B$  должна соответствовать стандартному ряду [8], поэтому полученное значение округляется в большую сторону.

Округляем  $B$  до 126 метров, принимаем  $n = 7$  количество пролетов по 18 метров.

Так как у нас число пролетов больше 6 то принимаем ещё один дополнительный пролет. В итоге получаем  $B = 144$ , принимаем  $n = 8$  количество пролетов по 18 метров.

### 6.2.4 Определение отметки гребня водослива

Используя формулу расхода через водослив, определим полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{5266}{0,49 \cdot 126 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 7,18 \text{ м.} \quad (6.22)$$

где  $m$  - коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем в курсовом проекте очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова типа А,  $m = 0,49$  (рисунок 6.1.);

$B$  - принимается только для водосливного фронта без быков.

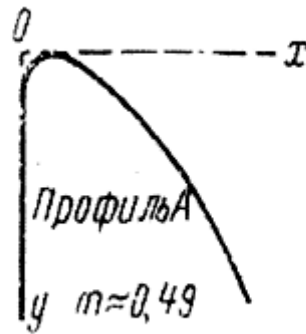


Рисунок 6.1 - Очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова

Во втором приближении, с учётом бокового сжатия и подтопления, полный напор на водосливе:

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{5266}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 1 \cdot 126 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,46 \text{ м.} \quad (6.23)$$

где  $\sigma_{сж}$  - коэффициент бокового сжатия;

$\sigma_n$  - коэффициент подтопления;

Коэффициент сжатия определяется по формуле Френсиса – Кригера:

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{7,18}{18} = 0,94, \quad (6.24)$$

где  $\varepsilon$  - коэффициент формы береговых устоев или промежуточных быков водослива (рисунок 6.2).

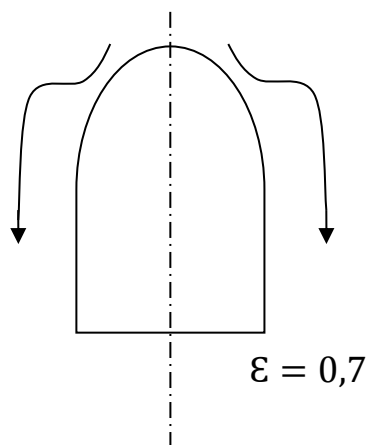


Рисунок 6.2 - Форма боковых устоев

Геометрический напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу  $V_0$ :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 7,46 - \frac{1,1 \cdot 0,78^2}{2 \cdot 9,81} = 7,43 \text{ м.} \quad (6.25)$$

где  $v_0$  – скорость потока на подходе к плотине, определяемая по формуле:

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}) \cdot (B + (n - 1)\delta_B)} = \frac{5266}{(714 - 674) \cdot (144 + (8 - 1) \cdot 2,5)} = 0,8 \text{ м/с,} \quad (6.26)$$

где  $\alpha$  – коэффициент Кориолиса, в расчетах принимаем  $\alpha = 1,1$ ;

$\delta_B$  – толщина быка, равная 3,5 м.

Определим ближайшее стандартное значение напора, согласно [32]:

$$H_{\text{ст}} = 8 \text{ м.}$$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 714,0 - 8 = 706,0 \text{ м.} \quad (6.27)$$

### 6.2.5 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определяется расход поверочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{p.пов} = Q_{\max \text{ повер}} - Q_{\text{ГЭС}}, \quad (6.28)$$

где  $Q_{\max \text{ повер}}$  - максимальный расчётный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,01% для I класса сооружений.

$$Q_{p.пов} = 7392 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01нов} = \left( \frac{Q_{p.пов}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{7392}{0,49 \cdot 144 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,24 \text{ м}. \quad (6.29)$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02пов} = \left( \frac{Q_{p.пов}}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{7392}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 144 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 8,61 \text{ м}, \quad (6.30)$$

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01 \text{ пов}}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{8,24}{18} = 0,94. \quad (6.31)$$

Найдем коэффициент расхода водослива без вакуумного профиля для поверочного случая:

$$\begin{aligned} m_{пов} &= m \left[ 0,805 + 0,245 \frac{H}{H_{ст}} - 0,05 \left( \frac{H}{H_{ст}} \right)^2 \right] = \\ &= 0,49 \cdot \left( 0,805 + 0,245 \cdot \frac{7,43}{8} - 0,05 \cdot \left( \frac{7,43}{8} \right)^2 \right) = \\ &= 0,472. \end{aligned} \quad (6.32)$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$\begin{aligned} V_0 &= \frac{Q_{p.пов}}{(\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ДНА}) \cdot (B + (n - 1)\delta_B)} = \\ &= \frac{7392}{(715 - 674) \cdot (144 + (8 - 1) \cdot 3,5)} = 1,07 \text{ м/с}, \end{aligned} \quad (6.33)$$

где  $\nabla \text{ФПУ}$  — отметка форсированного подпорного уровня, предварительно отметку ФПУ — принимаем равной 715 м, которая в дальнейшем уточнится.



Напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поверочного расхода:

$$H_{\text{пов}} = H_{02 \text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot v_{0 \text{ пов}}^2}{2g} = 8,61 - \frac{1,1 \cdot 1,07^2}{2 \cdot 9,81} = 8,55 \text{ м.} \quad (6.34)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla \Phi ПУ_p = \nabla ГВ + H_{\text{нов}} = 706 + 8,55 = 714,5 \text{ м} < 715 \text{ м.} \quad (6.35)$$

Расчётная отметка  $\nabla \Phi ПУ$  оказалась меньше заданной, следовательно  $\nabla \Phi ПУ = 715$  метров.

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины по формуле (6.17):

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 706 + 1,6 \cdot 8 = 718,8 \text{ м.}$$

Так как отметка  $\nabla ГГП = 718,76$  м, то в конечном итоге принимаем высоту всего напорного фронта равным 718,8 м.

Вычисленные координаты для построения оголовка водослива представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора  $H_{\text{ст}} = 8$  м.

Длины в метрах							
x	y	x	y	x	y	x	y
0	1,008	8	2,048	16	9,88	24	22,592
0,8	0,288	8,8	2,568	16,8	10,952	24,8	24,104
1,6	0,056	9,6	3,152	17,6	12,064	25,6	25,656
2,4	0	10,4	3,8	18,4	13,224	26,4	27,24
3,2	0,048	11,2	4,512	19,2	14,352	27,2	28,872
4	0,216	12	5,288	20	15,68	28	30,544
4,8	0,48	12,8	6,112	20,8	16,976	28,8	32,248
5,6	0,8	13,6	6,984	21,6	18,312	29,6	33,992
6,4	1,168	14,4	7,896	22,4	19,696	30,4	35,768
7,2	1,584	15,2	8,864	23,2	21,2	31,2	37,584

### 6.3 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С-С (рисунок 6.3). Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

Определяем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн. max}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 5266^2}{9,81 \cdot (144 + (8 - 1) \cdot 3,5)^2}} = 1,84 \text{ м.} \quad (6.36)$$

Определяем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 714 - 674 = 40 \text{ м.} \quad (6.37)$$

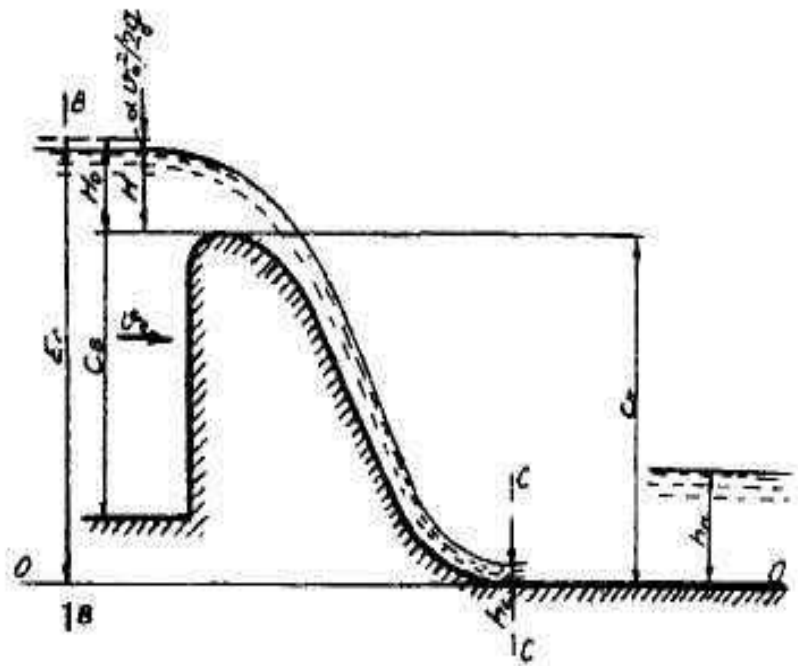


Рисунок 6.3 – Оголовок и сжатое сечение

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{40}{4,78} = 8,36 \text{ м.} \quad (6.38)$$

По графику [33] определяем глубину  $h_c$  в сжатом сечении и глубину  $h''$  - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяю  $\xi_c = 0,27$  и  $\xi_c'' = 2,6$ .

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,27 \cdot 4,78 = 1,29 \text{ м}, \quad (6.39)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,6 \cdot 4,78 = 12,4 \text{ м}. \quad (6.40)$$

Глубина в НБ при  $Q_p=5266 \text{ (м}^3/\text{с)}$ ,  $h_{НБ} = 6,5 \text{ м}$ , следовательно, прыжок отогнанный ( $h_c'' > h_{НБ}$ ).

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижнем бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. В качестве гасителя энергии потока назначается сопряжение бьефов свободно отброшенной струей.

#### 6.4 Сопряжение бьефов свободной отброшенной струей.

Высота от дна до носочка:

$$a = h_{НБmax} + 2 = 8,07 + 2 = 10,07 \text{ м}, \quad (6.41)$$

где  $h_{НБmax} = 8,07 \text{ м}$  – глубина в НБ при  $Q = 0,01\%$ .

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНА} + a = 674 + 10,07 = 684,07. \quad (6.42)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 714 - 684,07 = 29,93 \text{ м}. \quad (6.43)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 29,93} = 23,02 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.44)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости потока,  $\varphi = 0,95$ .

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{31,2}{23,02} = 1,35 \text{ м}, \quad (6.45)$$

где  $q = 31,2 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ .

Число Фрудо:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{23,02^2}{9,81 \cdot 1,35} = 39,7. \quad (6.46)$$

Дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.47)$$

где  $K_a$  – Коэффициент аэрации,  $K_a = 0,9$ ;  
 $\alpha$  – угол наклона носка,  $\alpha = 35$ .

$$Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА} - h_{\text{НБ}} = 714 - 674 - 8,07 = 31,93 \text{ м.} \quad (6.48)$$

По формуле (6.47):

$$L = 0,9 \cdot 29,93 \cdot 0,95^2 \cdot \sin 2 \cdot 35 \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{31,93}{29,93} - 1 \right) \cdot \frac{1}{1^2 \cdot \sin^2 35}} \right) = 48 \text{ м.}$$

Выполним проверку достаточности отлета струи:

$$0,5 \cdot (\nabla \text{ГП} - \nabla \text{ДНА}) = 0,5 \cdot (718,8 - 674) = 22,4 \text{ м,} \quad (6.49)$$

$$L > 0,5 \cdot (\nabla \text{ГП} - \nabla \text{ДНА}), \quad (6.50)$$

$$48 > 22,4 \text{ м.}$$

Условие  $L > 0,5 \cdot (\nabla \text{ГП} - \nabla \text{ДНА})$  выполнено.

Глубина размыва – яма:

$$H_p = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.51)$$

$d$  – средняя крупность отдельностей, принимает  $d=0,5$  м.

Таким образом:

$$H_p = 21,17 - 8,07 = 13 \text{ м.} \quad (6.52)$$

Расстояние до размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg \alpha_1}, \quad (6.53)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{HB})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}}, \quad (6.54)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2 35 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,3 \cdot \cos 35 + 10,07 - 8,07)}{23,02^2 \cdot \cos^2 35}} = 0,68,$$

$$L_1 = 48 + \frac{21,17}{0,68} = 79 \text{ м.} \quad (6.55)$$

Ширина ямы размыва:

$$b = 2,5h_{кр} + 3,7H_p, \quad (6.56)$$

$$b = 2,5 \cdot 4,78 + 3,7 \cdot 13 = 62 \text{ м.}$$

## 6.5 Конструирование бетонной плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу (рисунок 6.4).

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- 2) устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

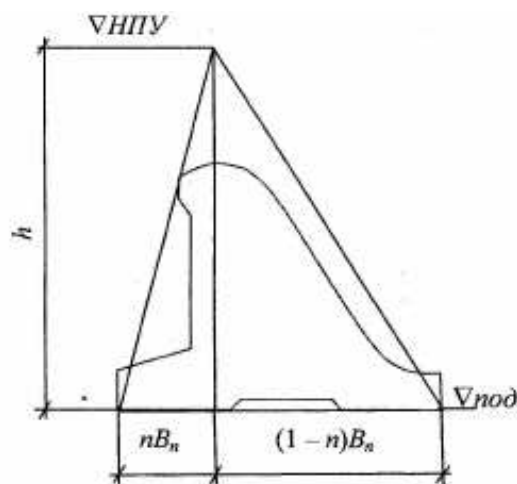


Рисунок 6.4 – Схема треугольного профиля плотины.

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нём недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями.

Таким образом, из условия недопущения растягивающих напряжений, ширина водосливной плотины по основанию определяется, как:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.57)$$

где  $\alpha_1$  – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5.

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 714 - 671 = 43 \text{ м.} \quad (6.58)$$

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ и равна:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (\delta_{\text{в}}) = 674 - 3 = 671 \text{ м,} \quad (6.59)$$

где 3- глубина залегания подошвы.

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определится из выражения:

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{f \left( \frac{\rho_6}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.60)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения 1,25;

$f$  – коэффициент трения бетона по грунту, принимаемый для диорита 0,8.

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины.

Для нахождения  $n$  воспользуемся алгебраическими вычислениями путем приравнивания  $B_n^I$  и  $B_n^{II}$ . В результате получаем ширину подошвы  $B=32\text{м}$ .

## 6.6 Разрез плотины швами

В бетонных плотинах следует предусматривать постоянные (меж секционные и швы-надрезы) и временные (строительные) деформационные швы. Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

По опыту гидротехнического строительства на территории России ширина секций не должна превышать 20м.

Деформационные швы принимаем через 21,5 м.

Температурные швы для проектируемой плотины на скальном основании принимаем шириной 0,5 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0.1 см.

## **6.7 Быки**

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов.

Согласно рекомендациям для затворов шириной 18 м, толщина быка принимается в диапазоне (0,12÷0,16) ширины затвора либо больше. Для расчётной ширины водослива толщина быка составляет (2,26-2,88) м. С учетом конструктивного запаса на разрез, принимаем толщину быка равной 3,5 м.

Ширина и длина паза ремонтного затвора 0.5 м. Ширина паза рабочего затвора принимаем 0,8 м. Длина паза рабочего затвора принимаем равной 1,5 м.

Толщина быка между пазами 1,9 м.

## **6.8 Устои**

Устои для проектируемой плотины предназначены для защиты, примыкающей к водосливу грунтовой плотины, и берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив; для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе; для предотвращения опасного воздействия фильтрации в зоне примыкания водосливной плотины к грунтовой или берегу.

Устраиваем разделительные устои, задачей которых является защита потока в НБ за зданием ГЭС от сбойных течений, и устраиваем сопрягающий устой для сопряжения водосливной плотины с грунтовой.

## **6.9 Элементы подземного контура плотины**

В скальное основание не возможна забивка шпунта. На скальных основаниях применяют цементационные завесы (для увеличения пути прохождения фильтрационного потока).

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_3 = \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{cr,m}}, \quad (6.61)$$

где  $\Delta H_3$  – потери напора на завесе, определяются из фильтрационного расчёта  $\Delta H_3 = 18,96$  (м);

$J_{cr,m}$  – критический градиент напора на завесе принимаем  $J_{cr,m} = 15$ ;

$$\delta_3 = \frac{18,96 \cdot 1,2}{15} = 1,58 \text{ м.}$$

Заглубление завесы относительно подошвы сооружения:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{min}}), \quad (6.62)$$

$$h_{зав} = 0,5 \cdot (714 - 674,4) = 19,8 \text{ м.}$$

Расстояние от напорной грани до завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,10) \cdot B_n, \quad (6.63)$$

$$l_1 = 0,1 \cdot 32 = 3,2 \text{ м.}$$

Для отвода профильтровавшейся воды, снятия фильтрационного давления на сооружение, предотвращения разрушения и образования трещин в скальном основании под подошвой сооружения устраивают дренажи.

Диаметр дренажа принимаем  $d = 0,1$  (м).

Заглубление дренажа относительно подошвы сооружения:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{зав}, \quad (6.64)$$

$$h_{др} = 0,5 \cdot 19,8 = 9,9 \text{ м.}$$

Расстояние от завесы до дренажа принимаем:  $l_2 = 6$  м.

## 6.10 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваем смотровые галереи с шагом 20 м по высоте.

Одну из продольных галерей спроектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотин.

Размер смотровой галереи принимаем 2·3 м. В основании устроена галерея (совмещенная проезжая и буровая) размером 3·4, для устройства дренажа и буровой установки.



## 6.11 Построение эпюры фильтрационного противодействия

Подземный контур плотины на скальном основании состоит из глубокой цементационной завесы и скважинного дренажа за ней или в случае слабо трещиноватой скалы только из дренажа.

На рисунке 6.5 представлены приведенные к действующему напору  $H_d$  значения напора по оси цементационной завесы  $H_{as}$  и дренажа  $H_{dr}$  при основном и особом сочетании нагрузок, при нормальной работе противофильтрационных и дренажных устройств.

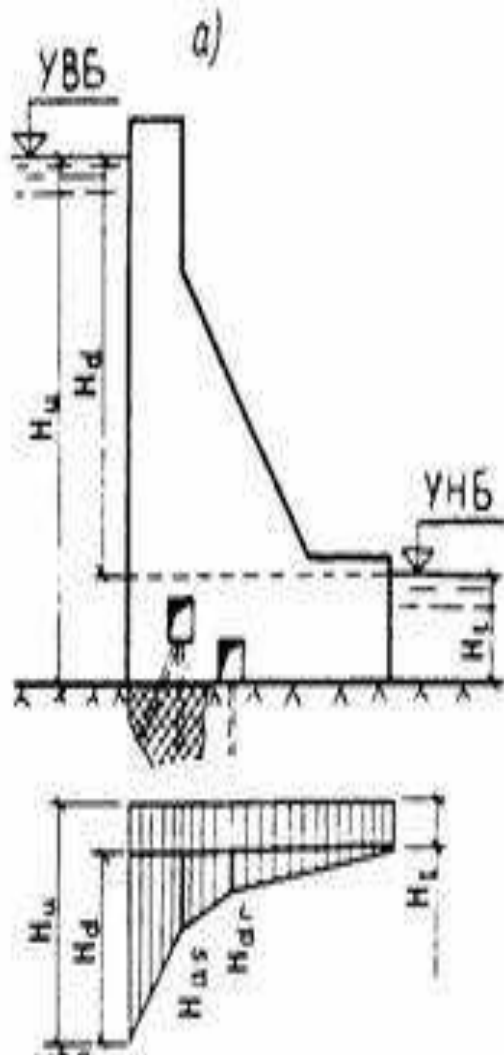


Рисунок 6.5 – Нагрузки на подошву плотины

Эпюры фильтрационного противодействия показаны на чертеже 2. Напор на сооружение по формуле (6.58):

$$H = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{\min} = 714 - 674,4 = 39,60 \text{ м.} \quad (6.65)$$

Определяем значения отношений  $\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4$ ;  $\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,15$  (для I класса сооружений).

Напор действующий на цем. завесу:

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 35,6 \cdot 0,4 = 14,24 \text{ м.} \quad (6.66)$$

Напор действующий на дренаж:

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 35,6 \cdot 0,15 = 7,12 \text{ м.} \quad (6.67)$$

Эпюры фильтрационного противодействия показаны на чертеже 2.

## 6.12 Статические расчёты плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях отдельно для строительного и эксплуатационного периодов.

### 6.12.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad:

$$S_{пл} = 611,5 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{611,5 \cdot 18 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{18 + 3,5} = 12053 \text{ кН/м.} \quad (6.68)$$

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$S_{пл} = 856,5 \text{ м}^2,$$

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{856,5 \cdot 3,5 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{18 + 3,5} = 3282 \text{ кН/м.} \quad (6.69)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.70)$$

где  $f$  - площадь затвора:

$$f = (\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \Gamma \text{В} + 0,5) \cdot b = (715 - 706 + 0,5) \cdot 18 = 153 \text{ м}^2. \quad (6.71)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 153 \sqrt{153} \cdot 9,81 = 1021 \text{ кН}.$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{расч} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{1021}{18 + 3,5} = 15 \text{ кН/м}. \quad (6.72)$$

### 6.12.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

С верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\gamma_B \cdot H_B^2}{2} = \frac{10 \cdot 43^2}{2} = 9245 \text{ кН/м}, \quad (6.73)$$

где  $H_B = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под. ВБ} = 714 - 671 = 43 \text{ м}.$

С нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\gamma_B \cdot H_H^2}{2} = \frac{10 \cdot 3,4^2}{2} = 57,8 \text{ кН/м}, \quad (6.74)$$

где  $H_H = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{под. ВБ} = 674,4 - 671 = 3,4 \text{ м}.$

### 6.12.3 Фильтрационное и взвешенное давление

Эпюры взвешивающего давления при плоской подошве плотины представляет собой прямоугольник с высотой равной давлению столба воды от уровня нижнего бьефа до отметки подошвы:

$$p_{взв} = p_w \cdot g \cdot h_1, \quad (6.75)$$

где  $h_1 = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{под} = 674,4 - 671 = 3,4 \text{ м}.$

Силу взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{взв} = S_{эп} \cdot p \cdot g = 108,8 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 1067 \text{ кН}, \quad (6.76)$$

где  $S_{\text{эп}}$  – площадь эпюры взвешивающего давления, действующего на подошву плотины  $=108,8 \text{ м}^2$  (определена в программе AutoCad).

В качестве воздействия на плотину учитывают эпюру фильтрационного давления, действующего на подошву плотины:

$$W_{\phi} = S_{\text{эп}} \cdot p \cdot g = 250 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 2452,5 \text{ кН}, \quad (6.77)$$

где  $S_{\text{эп}}$  – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины  $=250 \text{ м}^2$  (определена в программе AutoCad).

#### 6.12.4 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления при основном случае:

$$\begin{aligned} W_{\text{волн}} &= 0,5 \gamma_w h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 10 \cdot 1,31 \cdot \left( \frac{12,71}{3,14} + \frac{0,40}{2} \right) = \\ &= 26,9 \text{ кН}, \end{aligned} \quad (6.78)$$

где  $h_0$  по формуле (6.71):

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,27^2}{12,71} = 0,398 \text{ м}. \quad (6.79)$$

Плечо силы  $W_{\text{волн}}$ :

$$y_c = H_b - \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = 26 - \frac{12,71}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,27 = 37,49 \text{ м}. \quad (6.80)$$

#### 6.12.5 Расчёт прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины будем вести без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности.

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «–», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составлю таблицу 6.3, в которую внесу все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке [6].

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН/м
Тв	1	→	9245	14,47	133775
Тн	1	←	57,8	1,13	-65,31
Гпл	0,95	↓	12053	7,5	-85877
Гб	0,95	↓	3282	8,5	-26502
Wвзв	1	↑	1067	0	0
Qз	0,95	↓	47,5	13,7	-618
Ен	1,2	→	22,06	4	105,88
Wволн	1	→	27	37,49	1012
Wф	1	↑	2452,5	7,89	19350
Егп	0,8	←	879	1,5	-1055
N			11094		
$\sum M$			40123		

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальном сечении плотины (при расчёте на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

Для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{11094}{32} + \frac{6 \cdot 40123}{32^2} = -101,1 \text{ кН/м}^2, \quad (6.81)$$

где  $N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

$M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

$b$  – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -10 \cdot 43 \cdot 1 = -430 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.82)$$

где  $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес воды;

$H_d^u$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \tan \alpha_1$ , где  $\alpha_1$  – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то  $\tan \alpha_1 = 0$ .

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 43 + 111) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2. \quad (6.82)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -111 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 43 \cdot 0 = -111,5 \text{ кН/м}^2. \quad (6.83)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 43 = -430 \text{ кН/м}^2. \quad (6.84)$$

Для низовой грани аналогично по формулам (6.78) -(6.82):

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{11094}{32} - \frac{6 \cdot 40123}{32^2} = -582 \text{ кН/м}^2.$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -582 \cdot 0,75^2 - 10 \cdot 0,4 \cdot (1 - 0,75^2) = -329 \text{ кН/м}^2,$$

где  $m_t = \tan \alpha_2$ , где  $\alpha_2 = 53^\circ$  – угол между низовой гранью и вертикалью;  
 $H_d^t$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 0,4 - 582) \cdot 0,75 = 436 \text{ кН/м}^2.$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -582 \cdot (1 + 0,75^2) + 10 \cdot 0,4 \cdot 0,75^2 = -907 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 0,4 = -4 \text{ кН/м}^2.$$

Все найденные напряжения представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Основной случай	
	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-111,5	-582
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-430	-329
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	-0	436
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-111,5	-4
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-430	-907

### 6.13 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.85)$$

где  $\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок  $\gamma_{lc} = 1$ ;

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы  $\gamma_{cd} = 1$ ;

$$R_b \geq \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 907}{1} = 1134 \text{ кН/м}^2. \quad (6.86)$$

Из данного условия предварительно принимаем бетон класса В=3,5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 2100 \text{ кН/м}^2$ ,

$$2100 \text{ кН/м}^2 \geq 1134 \text{ кН/м}^2.$$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma'_y < 0,$$

$$-111,5 \text{ кН/м}^2 < 0. - \text{условие выполнено.}$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (6.87)$$

Проверка:

$$111,5 \text{ кН/м}^2 \geq 107,5 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

### 6.14 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу

сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

В расчете устойчивости плотины следует учитывать действующее гидростатическое давление и горизонтальную составляющую гидростатического давления с НБ:

с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\gamma_B \cdot H_H^2}{2} = \frac{10 \cdot 2,28^2}{2} = 26 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.88)$$

$$H_H = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{под. НБ} = 100,28 - 98 = 2,28 \text{ м.} \quad (6.89)$$

Результаты расчета краевых напряжений, действующих на плотину представлены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай
			Сила, кН
Тв	1	→	9245
Тн	1	←	57,8
Гпл	0,95	↓	12053
Гб	0,95	↓	3282
Wвзв	1	↑	1067
Qз	0,95	↓	47,5
Ен	1,2	→	22,06
Wволн	1	→	27
Егп	0,8	←	879
Wф	1	↑	2452,5

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

для основного случая:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.90)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{nl} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (11450 + 3117 - 2452 + 45 - 1067) \cdot 0,8 + 100 \cdot 32 = \\ &= 12074 \text{ кН/м,} \end{aligned} \quad (6.91)$$

где  $\tan \varphi = 0,8$  – внутреннее трение для грунта основания (диорит);  
 $c = 100 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для диорита;



$\omega = B_n \cdot 1 = 32 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_{\text{с}} - T_{\text{н}} + W_{\text{пол}} + W_{\text{з}} = 9245 - 58 + 27 + 26,5 - 703 = 8538 \text{ кН/м} . \quad (6.92)$$

Таким образом условие на сдвиг по формуле (6.87):

$$\frac{12074 \cdot 0,95}{8538 \cdot 1} \geq 1,2,$$

$$1,34 \geq 1,2 .$$

После проведения расчетов и анализа полученных значений значений можно утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетаниях нагрузок. А также является экономичным. Запас по надёжности плотины обеспечивает её устойчивость и надёжность в эксплуатации.

## **7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды**

### **7.1 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Гэсэрской ГЭС**

#### **7.1.1 Система управления охраны труда**

Положительное воздействие внедрения систем управления охраной труда на уровне организации, выражающееся как в снижении воздействия опасных и вредных производственных факторов, и рисков, так и в повышении производительности, в настоящее время признано Правительством РФ, работодателями и работниками.

Требования к системам управления охраной труда разработаны Международной Организацией Труда (МОТ) в соответствии с общепризнанными международными принципами на основе широкомасштабного подхода, которые определены входящими в МОТ представителями трех сторон социально-трудовых отношений и других заинтересованных организаций. Этот трехсторонний подход предполагает силу, гибкость и надлежащую основу для развития стабильной культуры безопасности труда в организации. Добровольно принимаемые требования к системам управления охраной труда отражают ценности и средства МОТ, позволяющие обеспечивать безопасность и здоровье работников.

На работодателя возлагается непосредственная ответственность и обязанность по обеспечению безопасных условий и охраны здоровья работников в организации.

СУОТ является подсистемой в общей системе управления производством в филиале и предусматривает использование компьютерных и программных средств для автоматизации исполнения ряда функций управления.

СУОТ включает в себя функции по реализации управленческих решений по осуществлению организационных, технических, санитарно-гигиенических, лечебно-профилактических, медицинских и социальных мероприятий, направленных на обеспечение безопасности, сохранение работоспособности, здоровья и жизни работников филиала в процессе труда.

Основным принципом политики в области охраны труда является признание и обеспечение приоритета жизни и здоровья работников Гэсэрской ГЭС по отношению к результатам производственной деятельности.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по технике безопасности и охране труда:

- Конституция Российской Федерации, статьи 7, 37[53];
- Федеральный закон от 30.12.01. №197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации», в том числе ст. 227÷231 (о несчастных случаях на производстве) [62];
- Федеральный закон от 24.07.1998г. №125-ФЗ «Об обязательном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний» (с изменениями и дополнениями) [63];

— Порядок проведения аттестации рабочих мест по условиям труда (Приказ Минздравсоцразвития РФ от 26.04.2011 № 342н) [61];

— Методические рекомендации по разработке государственных нормативных требований по охране труда (Утверждены Постановлением Министерства труда Российской Федерации от 17.12.2002г. №80) [60];

— ГОСТ 12.0.004-90, ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Основные положения [59];

— И другими нормативными документами в сфере охраны труда.

На Гэсэрской ГЭС организуется кабинет по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

Инструктажи во всех подразделениях на Гэсэрской ГЭС будут производить только высококвалифицированные работники.

Цель внедрения СУОТ - обеспечение безопасных и здоровых условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; создание условий, при которых обеспечивается не только своевременное устранение каких-либо нарушений норм по охране труда, но и предупреждение возможности их возникновения.

### **7.1.2 Требования безопасности, реализуемые на Гэсэрской ГЭС**

Требования безопасности рассмотрим на примере должностной инструкции ДЭМ подстанции.

#### **1. При приемке смены ЭП обязан:**

1.1. Привести в порядок спецодежду, рукава застегнуть, одежду заправить так, чтобы не было свисающих концов. Запрещается засучивать рукава спецодежды.

1.2. Ознакомиться со всеми записями и распоряжениями за время, прошедшее с предыдущего дежурства;

1.3. Получить сведения от сдающего смену о состоянии оборудования, за которым надо вести наблюдение и об оборудовании, находящемся в ремонте и резерве; об изменениях в схемах, происшедших за период от предыдущей смены.

1.4. Ознакомиться с записями в журнале распоряжений под роспись, проверить регистрацию всех работ, выполняемых по нарядам и распоряжениям и количество бригад, работающих по ним.

1.5. Проверить и принять дежурную спецодежду, средства защиты, приборы, инструмент, ключи от помещений, документацию по оперативной работе;

1.6. Доложить вышестоящему оперативному персоналу о заступлении на дежурство и о недостатках, выявленных при приемке смены;

#### **2. Оформить приемку смены записью в оперативном журнале.**

2.1. При проверке исправности и пригодности средств защиты, приспособлений обратить внимание на:

- 2.2. Отсутствие внешних повреждений;
- 2.3. Отсутствие проколов, трещин, разрывов у диэлектрических перчаток и бот;
- 2.4. Дату следующего испытания (срок годности определяется по штампу).
- 3. Исправность указателя напряжения выше 1000 В проверяется приближением к токоведущим частям электроустановки заведомо находящейся под напряжением (соответствующего класса напряжения) или специальным прибором для проверки указателей.
- 4. Необходимо проверить наличие и исправность инструмента, который должен соответствовать следующим требованиям:
  - 4.1. рукоятки плоскогубцев, острогубцев и кусачек должны иметь защитную изоляцию;
  - 4.2. рабочая часть отвертки должна быть хорошо заострена, на стержень отвертки надета изоляционная трубка, оставляющая открытой только рабочую часть;
  - 4.3. гаечные ключи должны иметь параллельные губки и соответствовать указанному на них размеру, рабочие поверхности их не должны иметь сбитых скосов, а рукоятки – заусенцев.
- 5. Переносные светильники должны применяться только заводского изготовления напряжением не выше 42 В, а в местах особо опасных (сырых помещениях, траншеях, металлических резервуарах и пр.) - не выше 12 В. У ручного переносного светильника должна быть металлическая сетка, крючок для подвески и шланговый провод с вилкой.
- 6. При выполнении работы на высоте с использованием переносной лестницы необходимо убедиться в ее исправном состоянии.

### **7.1.3 Требования безопасности во время работы ЭП**

- 1. При выполнении работ запрещается приближаться к не огражденным токоведущим частям, находящимся под напряжением, на расстояния, менее указанных в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Допустимые расстояния до токоведущих частей, находящихся под напряжением

Напряжение, кВ		Расстояние от людей и применяемых ими инструментов и приспособлений, м	Расстояние от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении, от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов, м
До 1	на ВЛ	0,6	1,0
	в остальных электроустановках	Не нормируется (без прикосновения)	1,0
6		0,6	1,0
35		0,6	1
60,110		1,0	1,5
150		1,5	2,0
220		2,0	2,5

2. При осмотрах электроустановок выше 1000 В запрещается входить в помещения и камеры, не оборудованные ограждениями, или барьерами. Осмотр нужно проводить без проникновения за ограждения и барьеры.

При осмотрах электроустановок до 1000 В разрешается открывать двери щитов, сборок, пультов управления и других устройств.

3. При работе с использованием электрозащитных средств (изолирующие штанги, клещи, указатели напряжения и т.п.) допускается приближение человека к токоведущим частям на расстояние, определяемое длиной изолирующей части этих средств.

4. Осмотр электрооборудования в ОРУ, где напряженность электрического поля более 5 кВ/м, следует производить по разработанным маршрутам оборудованным защитными экранами.

5. При подъеме на оборудование и конструкции, расположенные в зоне влияния электрического поля, напряженностью 5 кВ/м и выше должны применяться СИЗ – экранирующие костюмы.

6. Переносные и передвижные экранирующие устройства должны быть заземлены на месте их установки гибким медным проводом.

7. Во время проведения осмотров запрещается производить переключения, снимать плакаты и ограждения, выполнять какую-либо работу или уборку.

8. При работах на участках отключенных токоведущих частей их необходимо заземлять.

9. Все работы в электроустановках выполняются по наряду, распоряжению или в порядке текущей эксплуатации.

10. Подготовка рабочих мест в соответствии с требованиями наряда и допуск бригад проводится только после получения разрешения от НСС.

## **7.2 Пожарная безопасность**

### **7.2.1 Общие требования к пожарной безопасности**

Требования к пожарной безопасности составлены в соответствии с Правилами пожарной безопасности для энергетических предприятий (РД 153-34.0-03-301-00) [56].

Требования пожарной безопасности на Гэсэрской ГЭС являются обязательными для всех работников ГЭС, а также ремонтных, наладочных, строительных, монтажных и других организаций, выполняющих ремонт, реконструкцию, наладку и испытания технологического оборудования, зданий и сооружений, расположенных на территории ГЭС.

Все ИТР, рабочие и служащие должны проходить специальную противопожарную подготовку в системе производственного обучения в целях приобретения и углубления пожарно-технических знаний об опасности технологического процесса, навыков в использовании имеющихся средств пожарной защиты, умения безопасно и правильно действовать при возникновении пожара и оказывать первую помощь пострадавшим.

Пожарная подготовка ИТР, рабочих и служащих состоит из противопожарного инструктажа (вводного, первичного, повторного, внепланового и целевого), занятий по пожарно-техническому минимуму, изучения и проверки знаний правил пожарной безопасности, а также проведения противопожарных тренировок.

Каждый работающий на Гэсэрской ГЭС обязан четко знать и соблюдать установленные правила и инструкции пожарной безопасности, выполнять все противопожарные мероприятия на своем рабочем месте и в других помещениях и сооружениях Гэсэрской ГЭС.

При нарушениях пожарной безопасности на участке работы или в других местах службы, использовании не по прямому назначению пожарного оборудования каждый работник Гэсэрской ГЭС обязан немедленно указать об этом нарушителю и сообщить лицу, ответственному за пожарную безопасность.

Ответственность за противопожарное состояние отдельных цехов, лабораторий, мастерских, складов и других производственных и вспомогательных сооружений Гэсэрской ГЭС возлагается на руководителей этих структурных подразделений

### **7.2.2 Содержание территории**

Территория станции должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов.

Запрещается загромождать материалами и оборудованием проходы, проезды и дороги.

Вся территория должна иметь капитальное ограждение и оборудованные контрольно-пропускные пункты, а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами.

Все подъездные дороги должны содержаться в исправном состоянии. Подъезды к пожарным гидрантам должны быть постоянно свободными, а в зимнее время очищаться от снега и наледи.

На территории должны быть установлены соответствующие дорожные знаки и поясняющие надписи, не допускающие остановки автотранспорта, других механизмов и оборудования в местах сужения проездных дорог и в местах расстановки пожарной техники по оперативному плану пожаротушения.

Запрещается на территории без согласования с пожарной охраной сооружение временных сгораемых зданий и сооружений.

На территории следует регулярно скашивать и вывозить траву. Запрещается хранение высушенной травы на территории предприятия и на прилегающей площадке на расстоянии ближе 100 м.

Сжигание мусора и отходов на территории предприятия необходимо производить в специальных устройствах (печах), запрещается разведение костров для этой цели.

### **7.2.3 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС**

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультные, подщитовые помещения.

Наиболее опасное в пожарном отношении оборудование Гэсэрской ГЭС (генераторы, главные трансформаторы, кабельные сооружения) оборудовано стационарными установками тушения пожара с автоматическим и дистанционным (ручным) пуском в работу.

Пожаротушение генератора запускается автоматически при срабатывании дифференциальной защиты, или вручную с агрегатного щита управления. Тушение пожара осуществляется водой.

Пожаротушение главных трансформаторов запускается автоматически по факту срабатывания одного из устройств (дифзащита трансформатора, газовая защита или КИВ) или вручную с блочного щита управления.

Тушение пожара осуществляется водой с помощью дренчерных оросителей типа ОПД.

Пожаротушение кабельных сооружений (туннелей, шахт, полуэтажей и т.п.) осуществляется автоматически по сигналам от дымовых пожарных извещателей, установленных в соответствующих отсеках кабельных сооружений, или вручную с кнопочных постов, установленных непосредственно у задвижек. Тушение пожара осуществляется распыленной водой.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

### 7.3 Охрана окружающей среды

При эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений в их составе, влияние на окружающую среду оказывает гидроузел в целом, как составная часть нового природно-технологического комплекса.

Охрана окружающей среды на Гэсэрской ГЭС включает в себя:

- выполнение мероприятий по охране окружающей среды и соблюдение нормативов качества окружающей среды осуществляется силами и средствами под руководством должностных лиц, назначенных руководителем предприятия ответственным за проведение данных работ;

- проведение производственного экологического контроля за соблюдением и выполнением требований природоохранного законодательства, планов и мероприятий по охране окружающей среды и ее оздоровлению – осуществляется инженером по охране окружающей среды службы охраны труда и производственного контроля (СОТиПК).

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС направлены на охрану атмосферного воздуха, водных объектов, земельных ресурсов, объектов животного мира и осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.) [53];

- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 [54];

- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 [55];

- Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998 [56];

- Федеральный закон «О животном мире» № 52-ФЗ от 13.12.1996 [57];

- Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ) [58];

- Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года N 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 N 309-ФЗ) [49];

- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ) [50];

- Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ) [51];

- Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ) [5];

- Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках



истории и культуры) народов Российской Федерации» (25.06.02 №73-ФЗ в ред. Федеральных законов от 08.11.2007 N 258-ФЗ) [6].

- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001 [48];
- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006 [4];
- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при строительстве и эксплуатации Гэсэрской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и санация территории;
- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;
- переселение животных и пересадка редких растений;
- переселение населения из зоны затопления.

Водоохранные мероприятия разбиты на три группы:

1. Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.
2. Создание водоохранной зоны вокруг водохранилища.
3. Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции.

### **7.3.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов**

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
- мониторинг водоохранных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению. В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- очистка территории после переноса промышленных предприятий;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

На территории населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения, подлежат удалению все строения, включая опоры воздушных линий электропередач и связи, мачты, изгороди и др. строения, выступающие над землей более чем на 0,5 м.

В населенных пунктах нечистоты от действующих индивидуальных и общественных уборных, скотных дворов и свалок выбираются и отвозятся в специально оборудованных самосвалах на полигоны отходов, где укладываются в специально подготовленные котлованы.

В местах захоронений необходимость тех или иных мероприятий по подготовке территорий кладбищ к затоплению и переносу определяется абсолютной отметкой местности. Согласно СанПиН 3907-85 (Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985) подлежат переносу кладбища, расположенные в пределах зоны сработки водохранилища и на 2 м ниже УМО. Все работы по санитарной подготовке территорий кладбищ к перезахоронениям должны проводиться с выполнением мероприятий по обеззараживанию почв, инструментов, механизмов, с соблюдением санитарных норм и техники безопасности.

Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности производится в соответствии с санитарными нормами, согласно которым для водохранилищ с коэффициентом водообмена 6 и более очистку от древесно-кустарниковой растительности производят на территории сработки водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже максимальной сработки с оставлением пней не выше 50 см. Вместе с тем санитарные нормы допускают отказ от очистки от древесно-кустарниковой растительности, если расчетами прогноза подтверждается, что воздействие остающейся под затопление древесины на качество воды будет находиться в пределах нормативных требований (примечание к п.3.3.2. санитарных правил проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985).

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

### **7.3.2 Водоохранная зона**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и в исполнение требований Водного кодекса № 74 -

ФЗ от 3.06.2006 [4] вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчетов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий. В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противоэрозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;

- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений не обезвреженных навозосодержащих сточных вод; размещение складов для хранения горючесмазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;

- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;

- применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации (ПДК);

- разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохранной зоне запрещается:

- распашка земель;
- кооперативное и индивидуальное строительство;
- применение ядохимикатов и удобрений;
- организация летних лагерей, водопой и выпас скота;
- устройство стоянок автотранспорта и лодочных причалов за пределами отведенных для этого мест.

На период эксплуатации водохранилища в водоохранной зоне водохранилища в качестве первоочередных мероприятий рекомендуются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

### 7.3.3 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение турбинного масла, трансформаторного, гидравлического, промышленного и компрессорного масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

- при эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду;

- регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

- при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;

- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов (НДС) масел и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций (ПДК).

Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории ГЭС должны быть выполнены, и содержаться в исправном состоянии:

- системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);

- сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;

- очистные сооружения и устройства;

- противооползневые, противообвальные, противолавинные, противоселевые и берегоукрепительные сооружения;

- контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод;

Осуществление строительства Гэсэрского гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, переселению населения, восстановлению сельскохозяйственного производства и организации транспортных связей, лесорубке и лесоочистке, а также проведению мероприятий по компенсации ущерба, наносимого рыбному хозяйству.

В санитарном отношении р. Большой Енисей является слабозагрязненным водотоком. Промышленных предприятий и организованных стоков загрязненных вод в районе водохранилища не имеется..

Для ликвидации возможных источников загрязнения водных объектов, земельных ресурсов необходимо провести следующие виды работ:

- 1) очистка и обработка территории сносимых населенных пунктов, хозяйственных и животноводческих объектов;
- 2) лесоочистка территории водохранилища на площадях специального назначения.
- 3) перенос кладбищ и скотомогильников.

Ввиду малого количества населения, животноводческих объектов и слабого развития транспорта, количество поступающих загрязнений в воду р. Большой Енисей невелико и при условии соблюдения водоохранных правил не должно вызывать ухудшения качества воды в водохранилище. Строительство очистных сооружений в населенных пунктах не требуется. Перспективное развитие промышленности в бассейне реки, при условии оборудования новых объектов очистными сооружениями не повлияет на качество воды.

## 8 Технико-экономические показатели

Для определения экономической целесообразности строительства Гэсэрской ГЭС определим основные технико-экономические показатели:

- срок окупаемости;
- себестоимость электроэнергии;
- удельные показатели капиталовложений;
- величина чистого дисконтируемого дохода (ЧДД);
- внутренняя норма доходности (ВНД).

### 8.1 Оценка объемов продаж электроэнергии

Современные энергосистемы существуют для выполнения только одной задачи – энергоснабжение потребителей. Электроэнергия на данный момент представляет собой незаменимый ресурс. Она связана со всеми видами деятельности человека.

Проблемой электроэнергии как товара является то, что её нельзя сохранить в больших количествах. Оценка объемов продаж электроэнергии по проектируемой ГЭС представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии

Наименование показателя	Единица измерения	Интервалы планирования			
		2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Установленная мощность	МВт	207,00	207,00	207,00	207,00
Число часов использования установленной мощности	Часы	4200,00	4200,00	4200,00	4200,00
Выработка электроэнергии	МВт·ч	71 139,0	71 139,00	71 139,0	71 139,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,00	1,00	1,00	1,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	711,39	711,39	711,39	711,39
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	70 427,6	70 427,6	70 427,6	70 427,6
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1 077,00	1100,00	1 143,00	1 175,00
Выручка от реализации электроэнергии	Млн.руб.	6,32	6,51	6,70	6,89
НДС к выручке	Млн.руб.	0,96	0,99	1,02	1,05

## 8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017–2041гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.17 г. №9) [39] с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка	Величина
Расходы на оплату труда	255,2тыс. руб./МВт	52,82 млн. руб.
Прочие	274,0тыс. руб./МВт	56,71 млн. руб.
Итого по ГЭС		109,54млн. руб.

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины инвестиций. Удельные значения расходов в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25 лет	0,14
От 25 лет	0,2

Расходы на услуги регулирующих организаций приведены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО «СО-ЕЭС»	135380 руб/МВт	28,02
НП АТС (администратор торговой системы)	1,097 руб/МВт·ч	1,96
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,318 руб/МВт·ч	0,56
Итого		30,55

Налог на воду в расчете на 1 тыс.кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ в 2017 году для реки Большой Енисей составляет 4,8 руб. (постановление Правительства РФ от 30.12.2006г. №876) [56].

Текущие затраты по гидроузлу приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Миллионы рублей				
Наименование	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления	58,06	58,06	58,06	58,06
Расходы на страхование	16,43	15,87	15,31	14,75
Эксплуатационные затраты	109,54	109,54	109,54	109,54
Расходы на ремонт производственных фондов	18,48	17,85	17,23	16,63
Расходы на услуги регулирующих компаний	30,55	30,55	30,55	30,55
Налог на воду	8,58	8,58	8,58	8,58
Итого	241,66	240,48	239,29	238,11

Структура текущих затрат наглядно представлена на рисунке 8.2.

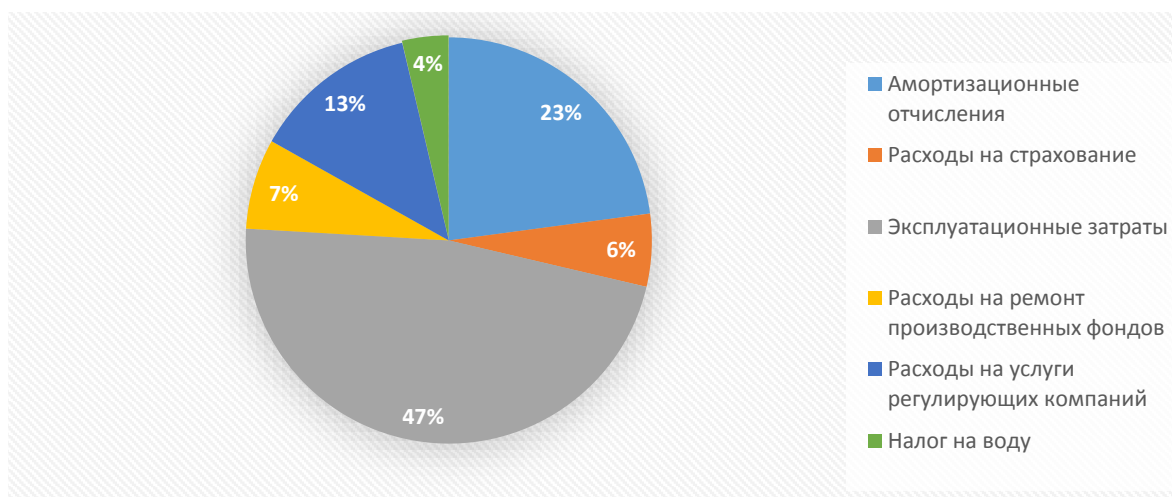


Рисунок 8.2 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %



### 8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства Гэсэрской ГЭС. Значительная их часть отчисляется в федеральный бюджет.

- НДС – 18% от суммы добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труда;
- налог на имущество – 2,2 % от остаточной стоимости проекта;
- налог на прибыль – 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт-ч – 4,8 руб.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в подразделе 8.2.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Налоги	Миллионы рублей			
	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль	330,20	340,32	351,03	360,88
НДС	251,84	259,57	267,74	275,25
Взносы в социальные фонды	6,89	6,89	6,89	6,89
Налог на имущество	36,25	34,99	33,73	32,47
Итого	2022	2023	2024	2025

### 8.4 Прибыль

Отражения эффективности производственной деятельности нового энергетического объекта является отчет о прибылях и убытках. Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Миллионы рублей			
	2020	2021	2022	2023
Выручка (нетто)	376,66	882,53	994,52	1025,84
Текущие расходы	143,68	178,76	181,66	179,35
EBITDA (Валовая прибыль)	232,98	703,78	812,86	846,49
Скорректированный налог на прибыль	46,60	140,76	162,57	169,30
NOPAT (Чистая прибыль)	186,38	563,02	650,29	677,19
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20

Чистая прибыль в первые годы эксплуатации отображена на рисунке 8.3.

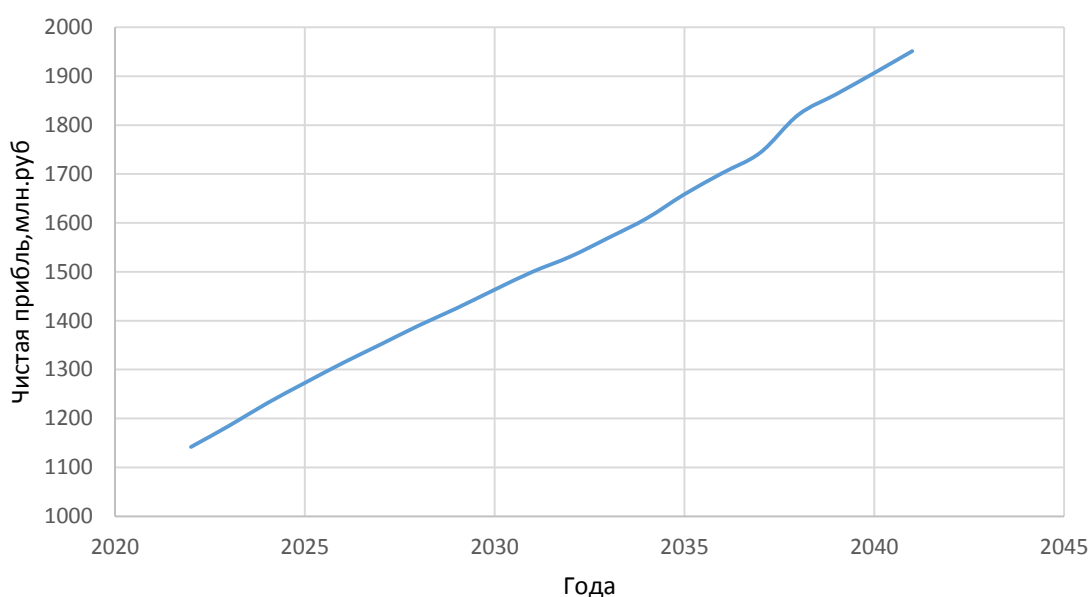


Рисунок 8.3 – Чистая прибыль, млн. руб.

### 8.5 Методология, исходные данные

Целью оценки инвестиционного проекта является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся: чистый дисконтированный доход, индекс прибыльности, срок окупаемости и т.д.

Расчет показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. № 24-16-1/20-113;

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017-2041 гг.

Расчеты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert фирмы ExpertSystems. Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

Период прогнозирования для Гэсэрской ГЭС составляет 25 лет в соответствии со сроком службы основного оборудования.

Предполагается, что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

## 8.6 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относятся притоки от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Годы	Миллионы рублей			
	2022	2023	2024	2025
Налоговые поступления	625,17	641,76	659,38	675,48
В федеральный бюджет	597,51	615,36	634,24	651,59
В региональный бюджет	36,22	34,98	33,73	32,47

## 8.7 Коммерческая эффективность

Цель расчета – расчет показателей эффективности инвестиций в реализацию проекта. Показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Показатели эффективности реализации проекта строительства Гэсэрской ГЭС

Показатели эффективности	
Ставка дисконтирования	11,6
Период окупаемости - РВ, мес	73
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	6699,8
Индекс прибыльности - PI	1,22
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	34,42
Себестоимость электроэнергии, руб/КВт*ч	0,13
Удельные капиталовложения, тыс.руб/КВт	116,88

## 8.8 Анализ рисков инвестиционного проекта

Типы риска инвестиционного проекта:

- рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;
- операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- правовые (политический, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- финансовые (процентный, валютный) - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Им уделено особое внимание. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 8.10.

Таблица 8.10 – Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

Наиболее значимыми, для данного проекта являются: объем инвестиций, ставки налогов, цена сбыта и ставка дисконтирования.

Влияние изменения данных параметров представлено в виде изменения PI на рисунках 8.4-8.7.

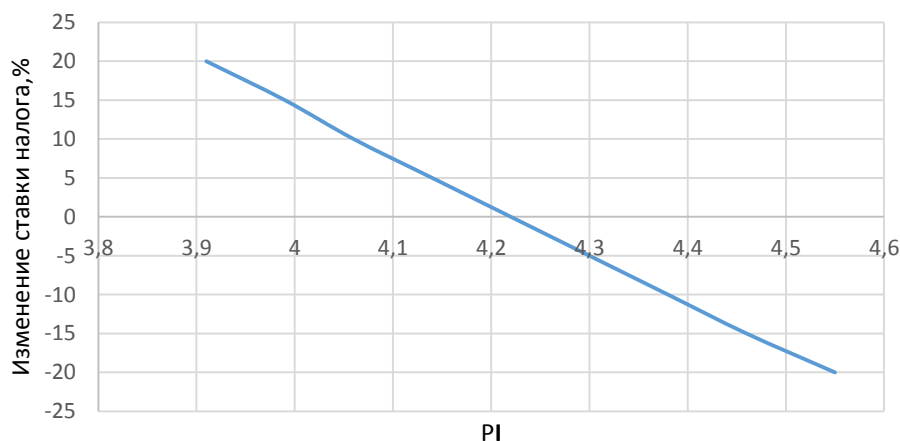


Рисунок 8.4 – Зависимость PI от ставки налогов

По данному графику видно, что увеличение ставки налога прямо влияет на снижение индекса доходности.

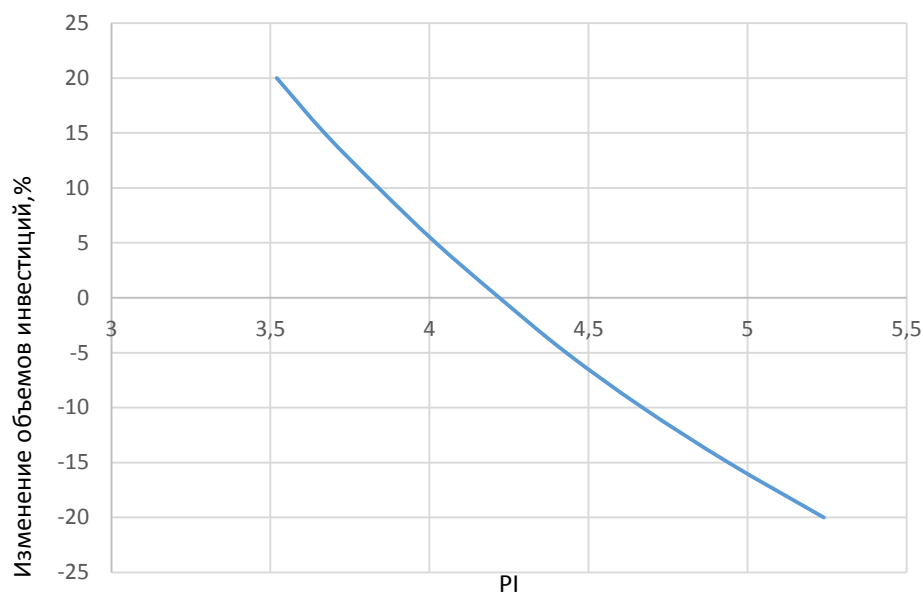


Рисунок 8.5 – Зависимость PI от объема инвестиций

По данному графику видно, что увеличение объема инвестиций проекта непосредственно влияет на снижение индекса доходности.

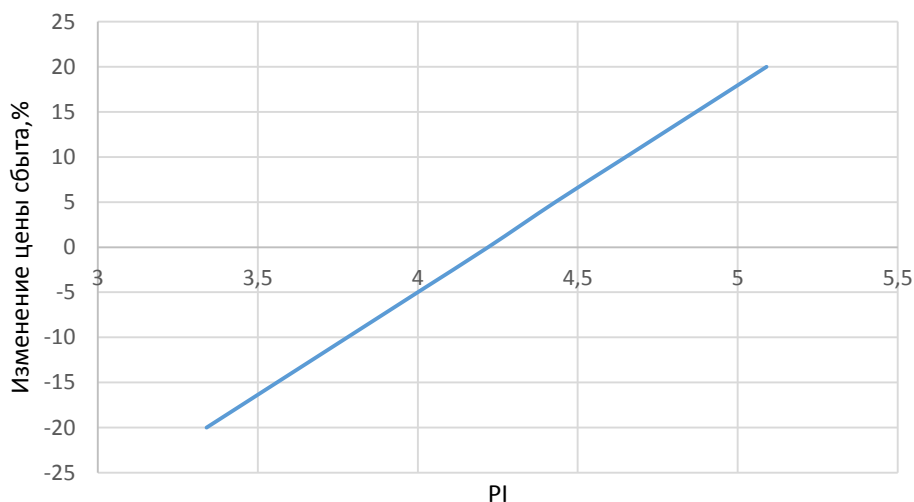


Рисунок 8.6 – Зависимость PI от цены сбыта

По данному графику видно, что увеличении цены сбыта ведет к увеличению индекса доходности.

Ставка дисконтирования – это процентная ставка, используемая для пересчёта будущих потоков доходов в единую величину текущей стоимости.

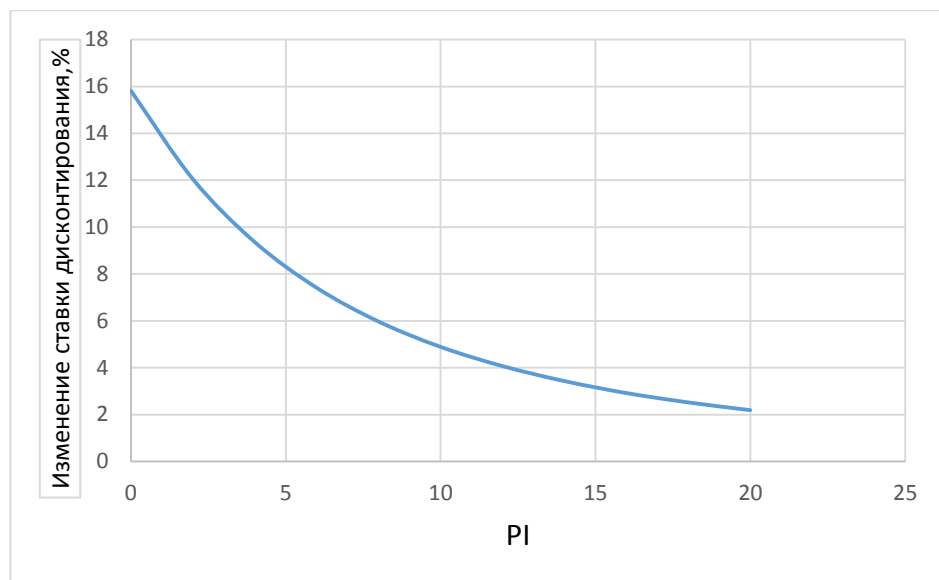


Рисунок 8.7 – Зависимость PI от ставки дисконтирования

С увеличением ставки дисконтирования уменьшается индекс доходности.

## **9 Системы возбуждения ГГ, особенности и конструктивное исполнение, электрические схемы, назначение узлов, методы контроля и системы измерений**

Система возбуждения: Совокупность оборудования, аппаратов, устройств, объединенных соответствующими цепями, которая обеспечивает необходимое возбуждение автоматически регулируемым постоянным током гидрогенераторов.

Система возбуждения предназначена для питания постоянным током обмотки ротора. Она является одной из ответственных систем, в значительной степени определяющей надежность работы гидрогенератора. В связи с этим к системе возбуждения предъявляют следующие основные требования, которым она должна удовлетворять: 1) надежное питание постоянным током обмотки ротора гидрогенератора в любых режимах, в том числе при авариях в энергосистемах; 2) устойчивое регулирование тока возбуждения при изменении нагрузки гидрогенератора от нуля до номинальной при заданном уровне напряжения; 3) достаточное быстродействие; 4) форсировка возбуждения, т. е. быстрое нарастание напряжения возбуждения от номинального до предельного, называемого потолочным, для поддержания устойчивой работы гидрогенератора во время аварии в энергосистеме и восстановления нормального режима после ликвидации аварии; 5) быстрое гашение магнитного поля в машине без значительного повышения напряжения в обмотках гидрогенератора при оперативных отключениях гидрогенератора от сети, а также в случае аварии в гидрогенераторе.

Конструкцию устройств и элементов, входящих в схему системы возбуждения, выбирают и рассчитывают с учетом основных требований предъявляемых к ней.

Возбудитель: Устройство, являющееся составной частью системы возбуждения и предназначенное для питания постоянным током обмотки возбуждения гидрогенератора и представляющее электрическую машину постоянного тока, либо полупроводниковый преобразователь в комплексе с источником питания переменного тока. Источником переменного тока могут быть электрическая машина переменного тока, трансформатор или сочетание ряда различных трансформаторов или дополнительная обмотка переменного тока в возбуждаемой машине, а также различные сочетания выше указанных источников питания.

Система возбуждения обеспечивает следующие режимы работы гидрогенератора: 1) начальное возбуждение; 2) холостой ход; 3) автоматический пуск с включением в сеть (методом точной автоматической или ручной синхронизации) в нормальных режимах; 4) работа в сети с нагрузками в пределах диаграммы располагаемой мощности генератора; 5) поддержание напряжения на генераторе в соответствии с заданной уставкой; 6) форсирование возбуждения с заданной кратностью по напряжению и току; 7)

развозбуждение(при необходимости); 8) гашение поля при нормальной остановке агрегата и при аварийных режимах.

## **9.1 Основные группы систем возбуждения**

В зависимости от источника энергии, используемого для возбуждения гидрогенератора, системы можно подразделить на три группы: 1) электромашинная система возбуждения с возбудителем постоянного тока; 2) система возбуждения с генератором переменного тока с последующим преобразование переменного тока в постоянный; 3) система самовозбуждения, в которой часть энергии гидрогенератора преобразуется в энергию постоянного тока и используется для его возбуждения.

Электромашинная система возбуждения с возбудителем постоянного тока: Источником энергии возбуждения является генератор постоянного тока, называемый возбудителем. Если ротор возбудителя находится на одном валу с ротором гидрогенератора и они приводятся во вращение, одной и той же гидравлической турбиной, то такую систему возбуждения называют прямой. Если ротор возбудителя приводится во вращение отдельным двигателем, то систему возбуждения называют косвенной. Питание двигателя переменного тока, приводящего во вращение ротор возбудителя, можно осуществлять от вспомогательного синхронного генератора, ротор которого находится на одном валу с ротором главного гидрогенератора. Такую систему возбуждения называют косвенной независимой, так как напряжение на приводном двигателе не зависит от напряжения на шинах станции, к которым подключен гидрогенератор. Наиболее надежной и дешевой является прямая система возбуждения, так как она имеет меньше оборудования, а частота вращения возбудителя, как и гидрогенератора, определяется частотой вращения гидравлической турбины. При относительно небольших частотах вращения турбины размеры возбудителя получаются большими. Кроме того, при увеличении мощности возбудителя постоянного тока его выполнение становится затруднительным или даже невозможным по условиям коммутации. Электромашинная система возбуждения с возбудителем постоянного тока характеризуется большими постоянными времени, относительно небольшими скоростями подъема напряжения и ограниченным его предельным значением. Поэтому с развитием полупроводниковой техники она уступила место более совершенным, быстродействующим и более надежным системам возбуждения, в которых используется энергия переменного тока с последующим выпрямлением с помощью управляемых и неуправляемых вентилях.

Статическая тиристорная система независимого возбуждения: В этой системе возбудителем является синхронный генератор переменного тока, условно называемый вспомогательным генератором, расположенным на одном валу с главным генератором(возбуждаемым). Переменный ток частоты 50 Гц от возбудителя преобразуется в постоянный группой статических выпрямителей. Вспомогательный генератор переменного тока возбуждения построен по схеме



самовозбуждения. СТН обладает важным преимуществом ее параметры не зависят от процессов протекающих в энергосистеме. Благодаря наличию вспомогательного генератора сохраняется независимость возбуждения от длительности и удаленности кз и других возмущений в энергосистеме.

Статическая тиристорная система самовозбуждения: Самовозбуждение менее надежная, чем независимая, так как зависит от режима сети переменного тока, на которую она работает. Питание тиристорного выпрямителя осуществляется через трансформатор за счет использования энергии самой возбуждаемой синхронной машины или энергии сети на которую работает эта машина.

### **9.1.1 Производители систем возбуждения**

В настоящее время лучшими отечественными производителями систем возбуждения считаются:

- ОАО «Силовые машины» завод Электросила
- ЗАО «Плутон»
- ОАО «СКБ ЭЦМ»
- «НПП «Преобразователь- комплекс»
- «НП ООО « Преобразовательная-техника»
- ЗАО «Энергокомплект»
- ООО НПО « Цифровые регуляторы»
- НПП РУСЭЛПРОМ-Электромаш

### **9.2 Выбор системы возбуждения Гэсэрской ГЭС**

Гэсэрская ГЭС расположена в республике Тыва, которая является энергодефицитным регионом России. Собственной генерации электрической мощности энергосистемы Тывы не хватает для покрытия, создаваемой республикой нагрузки, что отрицательно сказывается на энергетическом балансе региона. Основную часть дефицитной электрической мощности энергосистема Тывы, заимствует из соседних регионов. Следовательно есть необходимость в наличие мощного и в первую очередь надежного источника генерации, каким станет Гэсэрская ГЭС.

Из рассмотренных систем возбуждения генератора, наиболее подходящей является статическая тиристорная система независимого возбуждения. Так как она отвечает всем предъявляемым основным требованиям. Предположим, что на Гэсэрской ГЭС для питания обмотки возбуждения генераторов типа СВ-808/130-36У1 будет использована двухгрупповая система независимого возбуждения СТН-285-1300-3,5 УХЛ4.

### **9.3 Состав оборудования системы возбуждения СТН**

Выбор силового оборудования системы возбуждения будет определяться параметрами возбуждения гидрогенератора СВ-808/130-36У1, а так же с учетом опыта Поставщика и требований заказчика (Предполагается, что поставщиком будет ЗАО «Плутон»).

В состав оборудования системы возбуждения главного генератора входят: Щит возбуждения, включающий в себя: 1) секцию силовую; 2) тиристорную секцию; 3) секцию управления и регулирования(СУР-ГГ).

В состав оборудования системы возбуждения вспомогательного генератора входят: 1) выпрямительный трансформатор; 2) щит возбуждения, включающий в себя: 1) силовую секцию; 2) тиристорную секцию; 3) секцию управления и регулирования(СУР-ВГ).

### **9.4 Устройства и работа систем возбуждения главного и вспомогательного генераторов.**

#### **9.4.1 Описание системы возбуждения главного генератора**

Возбуждение главного генератора осуществляется по статической тиристорной независимой схеме возбуждения. Система возбуждения представлена на плакате №3.

Обмотка ротора главного генератора через тиристорный выпрямитель получает питание от вспомогательного генератора, расположенного на одном валу с главным генератором.

Тиристорный выпрямитель главного генератора выполнен с двумя группами тириستоров - рабочей и форсировочной, включенными параллельно на стороне постоянного тока.

Форсировочная группа питается от полного напряжения статора вспомогательного генератора, рабочая группа - от отпаек обмоток статора вспомогательного генератора.

#### **9.4.2 Назначение узлов системы возбуждения главного генератора**

##### **9.4.2.1 Тиристорный выпрямитель**

Рабочая и форсировочная группы тиристорного выпрямителя выполнены по трехфазной мостовой полностью управляемой схеме.

Рабочая группа тиристорного выпрямителя состоит из четырех мостов, соединенных параллельно по переменному и постоянному току.

Каждый единичный силовой мост содержит шесть тиристорных плеч. Каждое плечо моста содержит тиристор, быстродействующий предохранитель. В фазу каждого моста включен датчик тока.

Форсировочная группа тиристорного выпрямителя состоит из четырех мостов соединенных параллельно по переменному и постоянному току.

Каждый единичный силовой мост содержит шесть тиристорных плеч. Каждое плечо моста содержит тиристор, быстродействующий предохранитель. В фазу каждого моста включен датчик тока.

Каждый тиристор обеих групп получает управляющие импульсы через блок устройства выходного. Блок устройства выходного представляет собой импульсный трансформатор для передачи импульса управления на тиристор от системы управления.

Охлаждение тиристоров выпрямителя - принудительное воздушное. Контроль (косвенный) теплового состояния тиристоров выполняется датчиками температуры, установленными на входе и выходе охлаждающего воздуха мостов.

Выпрямитель обеспечивает все режимы работы системы возбуждения без ограничений, включая форсировку при отказе одного (любого) моста в одной или в обеих одновременно группах.

При отказе форсировочной группы рабочая группа с полным числом мостов обеспечивает номинальный ток системы возбуждения на уровне с запретом форсировки.

При отказе рабочей группы форсировочная группа с полным числом мостов обеспечивает номинальный ток гидрогенератора на уровне и форсировку возбуждения на уровне.

При отказе рабочей группы форсировочная группа без одного моста обеспечивает ток гидрогенератора на уровне с запретом форсировки.

В случае если в рабочей группе вышли два моста, а форсировочная с полным числом мостов, рабочая группа выводится из работы, выполняется переход на работу с одной форсировочной группой.

В случае если в форсировочной группе вышли два моста, а рабочая с полным числом мостов, форсировочная группа выводится из работы, выполняется переход на работу с одной рабочей группой.

При отказе двух (любых) мостов при работе на одной рабочей группе производится аварийное гашение поля ротора главного и вспомогательного генераторов отключением автомата гашения поля (установлен в силовой секции щита возбуждения вспомогательного генератора).

При отказе двух (любых) мостов при работе на одной форсировочной группе производится аварийное гашение поля ротора главного и вспомогательного генераторов отключением автомата гашения поля.

Вывод из работы тиристорного моста или всей группы выполняется съемом импульсов с тиристоров.

Обе группы тиристорного выпрямителя установлены в тиристорной секции щита возбуждения главного генератора.

#### **9.4.2.2 Секция управления и регулирования**

Регулирование выпрямленного напряжения на обмотке возбуждения осуществляется за счет изменения угла управления тиристорами под действием системы управления и регулирования. Система управления и регулирования расположена в секции управления и регулирования щита возбуждения.

Система управления и регулирования состоит из двух независимых микропроцессорных каналов регулирования АРВ1-ГГ, АРВ2-ГГ и панели управления с сенсорным дисплеем. Каждый канал содержит автоматический регулятор возбуждения и систему импульсно-фазового управления.

Нормально каждый канал работает как регулятор напряжения на выводах генератора в автоматическом режиме. В случае необходимости любой канал можно перевести в режим регулирования тока возбуждения.

Каждый канал оснащен собственной автономной системой электропитания, работающей как от собственных нужд системы возбуждения (переменного тока), так и от стационарной аккумуляторной батареи (постоянного тока).

Активным может быть любой канал. Пассивный канал работает во всех режимах как следящий для обеспечения плавного перехода при переключении каналов с сохранением рабочей точки возбуждения генератора.

Канал, находящийся в резерве, контролирует исправность активного регулятора. При этом каждый регулятор выполняет программу самотестирования.

Переключение на резервный канал производится автоматически при отказе работающего канала, а также вручную по командам оператора или вручную с панели местного управления.

Каждый из каналов снабжен собственной программно-реализованной системой импульсно-фазового управления тиристорами рабочей и форсировочной групп (один генерирует импульсы, другой находится в "горячем резерве"). Система импульсно-фазового управления формирует управляющие импульсы с требуемыми параметрами и фазой относительно напряжения питания тиристорного выпрямителя (угол регулирования).

Сформированные регулятором импульсы проходят через устройство электронного деления токов тиристоры, усиливаются по мощности и подаются на импульсные трансформаторы, установленные непосредственно вблизи тиристоры.

Настройка взаимных углов управления определяется настройкой линейности характеристики управления при совместной работе обеих групп тиристорного выпрямителя.

Режим форсирования возбуждения обеспечивается при полном открытии тиристоры.

Развозбуждение и гашение поля ротора генератора происходят при переводе тиристорного выпрямителя в инверторный режим с углом управления.

Секция управления и регулирования оснащена общим для двух каналов пультом местного управления с встраиваемым промышленным компьютером и сенсорным дисплеем.

Пульт местного управления выполняет следующие функции:

- отображение на экране дисплея текущих значений токов тиристорov;
- отображение на экране дисплея параметров возбуждения;
- отображение на экране дисплея состояния генератора;
- хранение информации о неисправностях в системе возбуждения и о срабатывании защит с указанием времени и даты их возникновения.

Каждый из двух независимых микропроцессорных каналов регулирования АРВ1-ГГ и АРВ2-ГГ выполняет следующие функции:

- формирование текстовых сообщений о неисправностях в системе возбуждения;
- контроль исправности тиристорного выпрямителя;
- контроль срабатывания защит системы возбуждения и агрегата;
- диагностика состояния оборудования системы возбуждения;
- контроль исправности источников питания и состояния автоматических выключателей;
- прием внешних релейных сигналов;
- формирование внешних релейных сигналов о состоянии системы возбуждения.

#### **9.4.3 Описание системы возбуждения вспомогательного генератора**

Система возбуждения вспомогательного генератора выполнена по схеме самовозбуждения с питанием тиристорного выпрямителя от отпайки статора вспомогательного генератора через трансформатор выпрямительный. Схема представлена на плакате №4.

#### **9.4.4 Назначение узлов системы возбуждения вспомогательного генератора**

##### **9.4.4.1 Выпрямительный трансформатор**

Выпрямительный трансформатор - трехфазный, первичная обмотка трансформатора подключена на отпайку статора вспомогательного генератора. Вторичное напряжение трансформатора обеспечивает требуемый уровень напряжения возбуждения вспомогательного генератора при форсировке.

Параметры выпрямительного трансформатора будут определены заводом изготовителем.

#### **9.4.4.2 Тиристорный выпрямитель**

Выпрямление тока осуществляется тиристорным выпрямителем, выполненным по трехфазной мостовой полностью управляемой схеме.

Тиристорный выпрямитель вспомогательного генератора содержит два трехфазных полностью управляемых моста. Оба моста включены параллельно как на стороне постоянного тока, так и на стороне переменного тока. Каждый мост имеет разъединители на стороне постоянного и переменного токов.

Каждый единичный силовой мост содержит шесть тиристорных плеч. Каждый плечо моста содержит тиристор, быстродействующий предохранитель.

Каждый тиристор получает управляющие импульсы через блок устройства выходного. Блок устройства выходного представляет собой импульсный трансформатор для передачи импульса управления на тиристор от системы управления.

Выпрямитель обеспечивает все режимы работы системы возбуждения без ограничений при отказе одного (любого) из каналов. При отказе обоих каналов производится гашение поля ротора автоматом гашения поля.

Охлаждение тириستоров выпрямителя - воздушное. Контроль теплового состояния тиристора выполняется тепловыми предохранителями установленными на охладителях тиристоров.

Тиристорный выпрямитель встроен в тиристорную секцию ВГ щита возбуждения вспомогательного генератора.

#### **9.4.4.3 Секция управления и регулирования вспомогательного генератора**

Регулирование выпрямленного напряжения на обмотке возбуждения осуществляется за счет изменения угла управления тиристорами под действием системы управления и регулирования. Система управления и регулирования расположена в секции управления и регулирования щита возбуждения.

Система управления и регулирования состоит из двух независимых микропроцессорных каналов регулирования АРВ1-ВГ, АРВ2-ВГ и панели управления с сенсорным дисплеем. Каждый мост тиристорного выпрямителя имеет свой канал регулятора возбуждения и свой формирователь импульсов. Каждый канал содержит автоматический регулятор возбуждения и систему импульсно-фазового управления.

Канал АРВ1-ВГ с тиристорным мостом образуют автономный преобразовательно-регулирующий канал и канал АРВ2-ВГ с тиристорным мостом образуют автономный преобразовательно-регулирующий канал.

Каждый канал регулирования работает как регулятор напряжения на выводах генератора в автоматическом режиме. Каждый канал оснащен собственной автономной системой электропитания, работающей как от собственных нужд системы возбуждения, так и от стационарной аккумуляторной батареи.

Активным может быть любой канал. Пассивный канал работает во всех режимах как следящий для обеспечения плавного перехода при переключении каналов с сохранением рабочей точки возбуждения генератора.

Канал, находящийся в резерве, контролирует исправность активного регулятора. При этом каждый регулятор выполняет программу самотестирования.

Переключение на резервный канал производится автоматически при отказе работающего канала или вручную по командам оператора или вручную переключателем с панели местного управления.

Предусмотрена возможность изменения коэффициентов усиления по параметрам регулирования, обеспечивающая оптимальную настройку регулятора возбуждения применительно к конкретным условиям работы вспомогательного генератора.

Каждый из каналов снабжен собственной программно-реализованной системой импульсно-фазового управления тиристорами. Система импульсно-фазового управления формирует управляющие импульсы с требуемыми параметрами и фазой относительно напряжения питания тиристорного выпрямителя (угол регулирования) в диапазонах.

Режим форсирования возбуждения обеспечивается при полном открытии тиристорov (угол управления  $\alpha$  составляет 0° до срабатывания ограничения по току ротора).

Развозбуждение и гашение поля ротора генератора происходят при переводе тиристорного выпрямителя в инверторный режим.

Секция управления и регулирования оснащена общим для двух каналов пультом местного управления с встраиваемым промышленным компьютером и сенсорным дисплеем. Пульт местного управления выполняет следующие функции:

- отображение на экране дисплея текущих значений токов тиристорov;
- отображение на экране дисплея параметров возбуждения;
- отображение на экране дисплея состояния генератора;
- хранение информации о неисправностях в системе возбуждения и о срабатывании защит с указанием времени и даты их возникновения.

Каждый из двух независимых микропроцессорных каналов регулирования АРВ1-ВГ и АРВ2-ВГ выполняет следующие функции:

- формирование текстовых сообщений о неисправностях в системе возбуждения;
- контроль исправности тиристорного выпрямителя;
- контроль срабатывания защит системы возбуждения и агрегата;
- диагностика состояния оборудования системы возбуждения;
- контроль исправности источников питания и состояния автоматических выключателей;

## **9.5 Измерения и собственные нужды системы возбуждения**

### **9.5.1 Контрольно-измерительные приборы и аппаратура щита возбуждения главного генератора**

Для измерений в цепях постоянного тока системы возбуждения ГГ в силовой секции (АЕ1-ГГ) щита возбуждения установлен шунт RS1, преобразователи измерительные постоянного тока UAE1 и UAE4, а также преобразователи измерительные постоянного напряжения UVE1 и UVE2. Сигналы с выходов преобразователей UAE4 и UVE2 (4...20мА) могут быть использованы для устанавливаемых на блочном щите управления гидроагрегатом приборов, измеряющих ток и напряжение возбуждения главного генератора, соответственно.

Для измерения тока возбуждения сигнал с выхода измерительного преобразователя UAE1 подается на прибор РА1, установленный на двери секции АЕ1-ГГ. Для измерения напряжения возбуждения сигнал с выхода измерительного преобразователя UVE1 подается на прибор РV1, установленный на двери секции АЕ1-ГГ.

Выходной сигнал преобразователей напряжения возбуждения UVE3 и UVE4, установленных также в силовой секции, обрабатывается в секции управления и регулирования.

Для измерений постоянного тока в цепях форсировочной и рабочей групп в секции АЕ1-ГГ имеются шунты RS2 и RS3, включенные в шины "+", измерительные преобразователи UAE2, UAE3 и приборы РА-Р и РА-Ф, установленные на лицевой стороне двери секции АЕ1-ГГ.

Для контроля во время работы и испытаний системы возбуждения на сенсорном дисплее, установленном на двери секции управления и регулирования (АЕ3-ГГ), отображаются следующие величины:

- $U_f$  - напряжение возбуждения генератора в относительных и абсолютных величинах (В);
- $I_f$  - ток возбуждения генератора в относительных и абсолютных величинах (А);
- $U_g$  - напряжение статора генератора в относительных и абсолютных величинах (В);
- $I_g$  - ток статора генератора в относительных и абсолютных величинах (А);
- $P$  - активная мощность генератора в относительных и абсолютных величинах (Вт);  $Q$  - реактивная мощность генератора в относительных и абсолютных величинах.



### **9.5.2 Контрольно-измерительные приборы и аппаратура щита возбуждения вспомогательного генератора**

Для измерений в цепях постоянного тока системы возбуждения ВГ в силовой секции (АЕ1-ВГ) щита возбуждения установлен шунт RS1, преобразователь измерительный постоянного тока UAE1, а также преобразователь измерительный постоянного напряжения UVE1. Для измерения тока возбуждения сигнал с выхода измерительного преобразователя UAE1 подается на прибор PA1 установленный на двери секции АЕ1-ВГ. Для измерения напряжения возбуждения сигнал с выхода измерительного преобразователя UVE1 подается на прибор PV1, установленный на двери секции АЕ1-ВГ.

Выходной сигнал преобразователей напряжения возбуждения UVE2 и UVE3, установленных также в силовой секции, обрабатывается в секции управления и регулирования.

Для контроля во время работы и испытаний системы возбуждения на сенсорном дисплее, установленном на двери секции управления и регулирования (АЕ3-ВГ), отображаются следующие величины:

- $U_f$  - напряжение возбуждения вспомогательного генератора в относительных и абсолютных величинах (В);
- $I_f$  - ток возбуждения вспомогательного генератора в относительных и абсолютных величинах (А);
- $U_g$  - напряжение статора вспомогательного генератора в относительных и абсолютных величинах (В).

### **9.5.3 Цепи собственных нужд главного генератора**

Для нормальной работы системы возбуждения ГГ обеспечивается питание ее элементов напряжением переменного тока от собственных нужд системы возбуждения (трансформаторы Т1-ГГ и Т2-ГГ) и от шин собственных нужд ГЭС. а также напряжением постоянного тока от аккумуляторной батареи ГЭС.

### **9.5.4 Цепи собственных нужд вспомогательного генератора**

Для нормальной работы системы возбуждения ВГ обеспечивается питание ее элементов напряжением переменного тока от собственных нужд системы возбуждения (трансформаторы Т1-ВГ и Т2-ВГ) и от шин собственных нужд ГЭС, а также напряжением постоянного тока от аккумуляторной батареи ГЭС.

## 9.6 Защита системы возбуждения

### 9.6.1 Защита системы возбуждения главного генератора

При неисправностях оборудования системы возбуждения, а также при возникновении режимов работы гидрогенератора, которые могут привести к повреждению оборудования системы возбуждения или самого генератора, предусмотрено срабатывание релейных, функциональных и микропроцессорных защит («ЭКРА»), обеспечивающих в зависимости от характера неисправности следующие воздействия:

1) ограничение тока возбуждения и уровня форсировки автоматическим регулятором возбуждения:

- ограничение тока возбуждения при форсировке на уровне  $2,0I_{ном}$  без выдержки времени;
- ограничение тока ротора при перегрузке ротора выполняется в соответствии с тепловой характеристикой ротора генератора;
- ограничение тока статора при перегрузке статора выполняется в соответствии с тепловой характеристикой статора генератора;
- ограничение минимального значения тока возбуждения при работе в режимах потребления генератором реактивной мощности, предотвращающее выпадение генератора из синхронизма;

2) защиту силовых цепей системы возбуждения срабатыванием разрядника FV1 при перенапряжениях, могущих возникнуть со стороны ротора, с шунтированием обмотки ротора на сопротивление R-ГГ;

3) автоматическое отключение работающего канала регулятора возбуждения АРВ-ГГ с автоматическим переходом на резервный канал регулирования;

4) аварийное гашение поля генератора (реле KL3.1-KL3.3) с гашением поля ротора переводом тиристорных выпрямителей ГГ и ВГ в инверторный режим с отключением выключателя гашения поля QE1.

Защиты системы возбуждения (реле KL3.1-KL3.3) действуют в следующих случаях:

1) при срабатывании защит системы возбуждения вспомогательного генератора реле KL3.3;

2) при коротком замыкании на стороне постоянного тока тиристорного выпрямителя (команда поступает из секции управления и регулирования) - реле KL3.1 и KL3.2;

3) при отказе рабочей и форсировочной групп тиристорного выпрямителя (команда поступает из секции управления и регулирования) - реле KL3.1 и KL3.2;

4) при отказе АРВ1-ГГ и АРВ2-ГГ (команда поступает из секции управления и регулирования) - реле KL3.1 и KL3.2.

Микропроцессорные защиты «ЭКРА» воздействуют на вход «Аварийное отключение» СУР-ГГ (гашение поля ротора ГГ переводом тиристорного выпрямителя ГГ в инверторный режим). Состав защит «ЭКРА»:

- защита при неуспешном инвертировании ГГ;
- защита при превышении тока ротора  $I_{\text{ном}}$  величины  $2,2I_{\text{ном}}$ ;
- защита при длительной перегрузке ротора током равным или больше  $2,0I_{\text{ном}}$ , соответствующего режиму форсирования возбуждения;
- защита при перегрузке по току ротора ГГ;
- защита при снижении ниже допустимого уровня изоляции цепей возбуждения ГГ;
- защита при потере возбуждения ГГ;
- защита от асинхронного хода ГГ.

### 9.6.2 Защита системы возбуждения вспомогательного генератора

При неисправностях оборудования системы возбуждения, а также при возникновении некоторых режимов работы генератора, которые могут привести к повреждению оборудования системы возбуждения или самого генератора, предусмотрено срабатывание релейных, функциональных и микропроцессорных защит, обеспечивающих в зависимости от характера неисправности следующие воздействия:

1) ограничение тока возбуждения автоматическим регулятором возбуждения при форсировке на уровне  $2,0I_{\text{ном}}$ , без выдержки времени;

2) автоматическое отключение работающего преобразовательно-регулирующего канала АРВ-В1 с автоматическим переходом на резервный преобразовательно-регулирующий канал;

3) аварийное гашение полей ГГ и ВГ (реле KL4.1, KL4.2, KL4.3) переводом тиристорных выпрямителей ГГ и ВГ в инверторный режим с отключением выключателя гашения поля QE1 при неисправности двух преобразовательно-регулирующих каналов АРВГВГ и АРВ2-ВГ (команда поступает из секции управления и регулирования АЕЗ-ВГ).

4) аварийное гашение полей ГГ и ВГ (реле KL4.1, KL4.2, KL4.3) переводом тиристорных выпрямителей ГГ и ВГ в инверторный режим с отключением выключателя гашения поля QE1 при обнаружении короткого замыкания на стороне постоянного тока тиристорного выпрямителя ВГ (команда поступает из секции управления и регулирования АЕЗ-ВГ), при действии микропроцессорных защит «ЭКРА», в состав которых входят:

- максимальная токовая защита трансформатора TE1;
- максимальная токовая защита ВГ;
- дифференциальная защита ВГ;
- защита при неуспешном инвертировании ВГ;
- защита при превышении тока ротора  $I_{\text{рот}}$  величины  $2,2I_{\text{ном}}$ ;

- защита при перегрузке по току ротора ВГ;
- защита при перегрузке по току статора ВГ;
- защита при снижении частоты (оборотов) ВГ;
- защита при снижении ниже допустимого уровня изоляции цепей возбуждения ВГ;
- защита при повышении напряжения статора ВГ.

## **9.7 Гашение поля**

В нормальных и аварийных режимах гашение поля ротора ГГ выполняется переводом тиристорного выпрямителя в режим инвертора с последующим гашением поля ротора вспомогательного генератора.

В аварийных режимах, связанных с одновременной неисправностью рабочей и форсировочной групп тиристорного выпрямителя, с отказом обоих каналов регулирования АРВ1-ГГ и АРВ2-ГГ, а также в случае неуспешного гашения, гашение поля ротора главного генератора выполняется за счет гашения поля вспомогательного генератора отключением выключателя гашения поля, установленного в цепях возбуждения вспомогательного генератора, и переводом тиристорного выпрямителя в инверторный режим

## **9.8 Защита от перенапряжений**

Обмотка возбуждения и присоединенное к ней оборудование системы возбуждения защищены от перенапряжений разрядником, установленным параллельно обмотке ротора. Разрядник представляет собой два встречновключенных тиристора с системой их управления и датчиком перенапряжения. Включение каждого тиристора фиксируется датчиком тока, при этом обмотка ротора шунтируется контакторами. После исчезновения перенапряжения схема восстанавливается и обеспечивается нормальная работа системы возбуждения

Защита тиристорного выпрямителя от коммутационных перенапряжений выполняется РС-цепями.

## **9.9 Указания по обслуживанию системы возбуждения**

Оперативный персонал производит осмотр оборудования системы возбуждения не реже одного раза в смену, а также в случаях резких изменений режима работы генератора (например, после форсировки возбуждения), в объем такого осмотра должно входить:

- наружный осмотр тиристорных преобразователей;
- контроль за наличием токов в мостах ТП по амперметрам, установленным на дверях мостов;
- контроль за равномерным распределением токов между рабочей и форсировочной группами по приборам, установленным на дверях мостов, и

между (+) и (-) в мостах каждой группы по амперметрам, установленным на дверях мостов;

- контроль за работой вентиляторов охлаждения ТП по сигнальным лампам, установленным на дверях мостов;
- контроль отсутствия посторонних шумов при работе вентиляторов;
- контроль за состоянием СУР ГГ, СУР ВГ и системы возбуждения в целом по приборам, дисплеям, светосветодиодной индикации;
- контроль за температурой выпрямительного трансформатора.

Обо всех обнаруженных дефектах и неисправностях системы возбуждения оперативный персонал должен делать запись в соответствующем журнале.

### **9.10 Техника безопасности**

Эксплуатация системы тиристорного возбуждения генератора производится в соответствии с "Межотраслевыми правилами по охране труда".

Корпус щита возбуждения должен быть заземлен.

Каждый работник, допускаемый к обслуживанию системы возбуждения должен предварительно пройти соответствующий инструктаж и подробно ознакомиться с конструкцией системы возбуждения и инструкцией по её эксплуатации.

При работе тиристорных преобразователей генератора допускается открывать двери шкафа для визуального осмотра и проверки состояния тиристорных плеч по сигнальным неоновым лампочкам, любые ремонтные работы без вывода преобразователя из работы запрещаются.

При пользовании электронным и регистрирующим осциллографами для контроля выпрямленного напряжения возбуждения напряжение питания на них должно подаваться через разделительный трансформатор с изоляцией рассчитанной на испытательное напряжение цепей возбуждения, для отделения этих цепей от сети 0.4 кВ с заземленной нейтралью.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Гэсэрского гидроузла на реке Большой Енисей, являющимся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 0,1 % и поверочного 0,01 % равных 5769 и 8063 м<sup>3</sup>/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 207 МВт и среднесуточная выработка 1,267 млрд. Квт\*ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

максимальный	– 38,8 м;
расчетный	– 35,6 м;
минимальный	– 21,6 м.

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛ40а-В и ПЛ40б-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с четырьмя гидротурбинами ПЛ40б-В-4500.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 166,7 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-808/130-36 У1 с номинальной активной мощностью 52 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства на 7 присоединения (4 единичных блока, 3 отходящих воздушных линий) ОРУ 220 кВ – "одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы

ТД– 63000/220; трансформаторы общестанционных собственных нужд ТСЗ- 2500/10/6; для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 95/16 (один провод в фазе).

В качестве генераторного выключателя, принят газовый выключатель ВГГ-10 фирмы «Высоковольтный союз».

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ. Компоновка гидроузла была принята русловая. Строительные расходы пропускаются через гребенку. Водосливная плотина принята бетонной. Глухая – грунтовая каменно-набросная.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 172 м;
- станционная бетонная плотина – 90 м;
- глухая левобережная – 59 м;
- грунтовая правобережная плотина – 193,6 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 32 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 671 м;
- число водосливных отверстий – 8;
- ширина водосливных отверстий в свету – 18 м;
- отметка гребня – 718,8 м;

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется отлет струи.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-осадочными швами.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,34 основного сочетаний нагрузок соответственно (нормативное значение для сооружений I класса – 1,2). Таким образом, плотина Гэсэрского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 6,1 лет;
- себестоимость – 0,13 руб./кВт
- удельные капиталовложения – 11688 тыс. руб./кВт.

Таким образом, строительство Гэсэрского гидроузла в настоящее время является актуальным.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81\*. – Введ. 20.05.2011. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
2. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Башкортостан на период 2015-2016 гг // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
3. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС : учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
4. Водный кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2008. – 42 с.
5. О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов [Электронный ресурс] : федер. закон от 06.12.2007 N 333-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
6. Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации [Электронный ресурс] : федер. закон от 08.11.2007 N 258-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
7. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва : Стандартинформ, 2008. – 8 с.
8. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс] : введ: 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа: <http://www.dwg.ru>.
9. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
10. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
11. Кузнецов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Кузнецов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.
12. ГОСТ Р 53866-2010 Рельсы крановые. Технические условия. – Введ. 13.09.2010 – Москва : Стандартинформ, 2011. – 12с.
13. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ; введ. 01.07.1979 – Москва: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.



14. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций: учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва: Машиностроение, 1973. – 248 с.
15. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
16. Параметры электрооборудования и режимы работы электроэнергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л.В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет, 2010. – 180 с.
17. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
18. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
19. ГОСТ 2.755-87 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения. – Введ. 01.01.1988. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1998. – 7 с.
20. ГОСТ 2.722-68\* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. – Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 15 с.
21. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. – Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 6 с.
22. ГОСТ 2.728-74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Резисторы, конденсаторы. – Введ. 01.07.1975. – Москва : Стандартиформ, 2010. – 12 с.
23. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
24. Каталог «Трансформаторы ТСЗФ, ТСЗ, ТСЗФС, ТСЗС, ТСЗУ трехфазные сухие, в т.ч. повышенной пожаробезопасности, класса напряжения 6 - 20 кВ, в т.ч. для собственных нужд подстанций» [Электронный ресурс] // Компания «Электрозавод». – Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/>.
25. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru>.
26. Каталог «Оборудование воздушных линий 35 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.

27. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.. - Введ. 01.01.2007. – Москва : Стандартинформ, 2007. – 59 с.
28. Каталог «Провод алюминиевый неизолированный» [Электронный ресурс] // ООО «ЭлектроКомплект Сервис». – Режим доступа: <http://www.e-kc.ru>.
29. Каталог «Трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // Торговая компания «Энергооборудование». – Режим доступа: <http://www.profenergo1.energoportal.ru>.
30. Каталог «Оборудование воздушных линий 35 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.
31. Правила устройства электроустановок: изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.
32. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82\*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
33. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
34. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
35. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
36. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
37. Гидротехнические сооружения. Часть 2 : учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва : Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.
38. ГОСТ 23119-78 Фермы стропильные стальные сварные с элементами из парных уголков для производственных зданий – Введ. 28.04.1978 – Москва : Стандартинформ, 2011. – 12с.
39. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2016-2041гг.. – Введ. 08.02.2016 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с
40. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб. пособие / Д.А. Куценов, И.Ю. Погоняйченко.- 2-е изд. – Саяногорск: Сиб. федер. Ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2009.- 232с.
41. Научно- исследовательская работа. Сравнение вакуумных выключателей / Д.А. Рябченко, Новосибирский государственный технический университет, 2008. – 9 с.

42. Техника высоких напряжений: Изоляция и перенапряжения в электрических системах / В.В. Базуткин, В.П. Ларионова. – 3-е изд. – Энергоатом издат, 1986. – 464 с.
43. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них: Учебник / К.П. Кадомская. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. – 368 с.
44. ГОСТ 1516.1 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции // Справочная правовая система «Консультант плюс». 60 с. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
45. Научно- исследовательская работа. Оценка работы вакуумных выключателей / В.П. Куклин, Московский энергетический институт, 2008. – 9 с.
46. Электрические станции и подстанции: Учебник / А.Д. Васильев. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. – 456 с.
47. ГОСТ 687-78 Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000В. Общие технические условия. // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
48. Земельный кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2008. – 55 с.
49. О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения [Электронный ресурс] : федер. закон от 30.03.1999 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
50. О безопасности гидротехнических сооружений [Электронный ресурс] : федер. закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
51. Об экологической экспертизе [Электронный ресурс] : федер. закон от 16.05.2008 N 75-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
52. РД 153.-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [Электронный ресурс] : от 21.12.99 N 20/2-3/3806 // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
53. Конституция Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2001. – 39 с.
54. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс] : федер. закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
55. Об охране атмосферного воздуха [Электронный ресурс] : федер. закон от 04.05.1999 N 96-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
56. Об отходах производства и потребления [Электронный ресурс] : федер. закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

57. О животном мире [Электронный ресурс] : федер. закон от 13.12.1996 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

58. Об особо охраняемых природных территориях [Электронный ресурс] : федер. закон от 14.03.1995 N 33-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

59. ГОСТ 12.0.004-90, ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Основные положения. // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

60. Методические рекомендации по разработке государственных нормативных требований по охране труда (Утверждены Постановлением Министерства труда Российской Федерации от 17.12.2002г. №80) // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

61. Порядок проведения аттестации рабочих мест по условиям труда (Приказ Минздравсоцразвития РФ от 26.04.2011 № 342н) // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>

62. — Федеральный закон от 30.12.01. №197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации» // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>

63. Федеральный закон от 24.07.1998г. №125-ФЗ «Об обязательном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний» (с изменениями и дополнениями) // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Большой Енисей за период 1922-1971 гг.

Расходы в метрах кубических в секунду

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>г</sub>	Q <sub>м</sub>	Q <sub>п</sub>
1922	142	122	102	163	394	1221	875	713	505	413	240	142	424	229	742
1923	200	176	158	194	836	1355	740	613	325	232	202	200	434	190	774
1924	165	139	122	205	236	3490	444	548	628	444	309	165	584	237	1069
1925	262	248	232	378	528	913	1005	682	394	275	198	262	441	252	704
1926	151	118	105	158	682	1105	855	398	421	313	259	151	400	192	692
1927	202	163	155	190	336	1275	836	705	644	278	205	202	431	196	759
1928	174	161	138	228	271	1240	928	721	498	398	236	174	434	222	732
1929	213	192	186	328	982	2375	471	405	413	309	302	213	535	253	929
1930	232	228	221	252	444	875	990	798	590	455	328	232	476	287	739
1931	190	195	185	362	1088	1215	694	600	382	330	194	190	468	234	796
1932	154	128	98	202	228	1113	967	728	598	282	244	154	414	190	727
1933	207	195	172	209	1175	2105	532	490	452	271	213	207	518	208	951
1934	189	150	148	471	855	1298	721	836	775	548	325	189	552	306	897
1935	228	204	200	248	1213	3221	436	428	336	236	159	228	589	205	1127
1936	132	125	118	167	244	1190	905	875	798	428	336	132	470	233	802
1937	253	248	244	267	721	1125	894	528	813	475	355	253	522	311	816
1938	268	259	236	275	1113	1913	494	678	490	286	209	268	535	247	938
1939	186	109	108	232	1082	1436	752	736	759	459	367	186	548	258	953
1940	260	251	215	303	805	1140	470	405	275	240	190	260	392	230	619
1941	136	120	116	198	321	4482	505	471	513	267	248	136	631	183	1258
1942	192	173	169	290	1052	2567	544	413	44	376	344	192	574	267	924
1943	247	240	228	236	990	1278	913	952	752	598	378	247	597	326	977
1944	300	211	171	225	282	1152	971	682	509	262	232	300	433	229	719
1945	195	171	167	267	778	1759	625	744	682	575	375	195	559	303	918
1946	293	290	282	302	421	836	1036	632	567	362	252	293	460	290	698
1947	237	178	165	244	1028	3952	428	567	582	544	382	237	724	304	1311
1948	172	166	158	350	909	1167	633	484	340	304	166	172	419	213	707
1949	167	142	114	171	715	2335	1567	998	642	467	338	167	657	232	1251
1950	218	199	192	305	1152	1528	482	675	502	317	255	218	504	244	868
1951	208	188	165	240	355	1259	767	759	544	422	263	208	452	248	832
1952	241	227	225	275	875	1144	702	686	428	290	217	241	458	238	852
1953	159	145	144	255	952	2913	555	636	517	385	290	159	599	231	1115
1954	222	214	205	436	644	798	798	698	482	293	228	222	434	256	684
1955	180	165	141	213	259	2144	452	690	675	490	359	180	508	268	844
1956	309	202	195	263	798	1028	652	444	459	324	267	309	431	256	676
1957	224	222	213	259	475	928	905	852	518	298	286	224	447	241	736
1958	183	180	173	282	740	1163	759	694	343	248	171	183	425	200	740
1959	156	136	125	175	302	1244	1067	927	721	513	271	156	489	230	852
1960	215	208	176	309	567	1317	778	644	475	436	348	215	480	283	756
1961	284	282	271	336	913	1490	586	586	428	300	221	284	490	268	801
1962	170	153	146	186	213	1236	817	802	536	452	282	170	436	232	721
1963	211	182	179	298	894	1413	682	509	316	305	167	211	442	213	763
1964	145	134	127	294	759	952	1321	973	525	336	275	145	504	217	906
1965	198	158	149	217	1198	1575	459	651	363	259	175	198	464	189	849
1966	162	148	132	154	234	1336	1052	1013	528	344	278	162	466	204	833
1967	205	185	182	259	505	1182	605	750	467	252	225	205	417	213	702

## Окончание приложения А

## Продолжение таблица А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>г</sub>	Q <sub>м</sub>	Q <sub>п</sub>
1968	177	155	152	2211	1236	1452	521	660	309	302	182	177	459	474	836
1969	140	132	129	178	255	982	1413	1048	844	528	275	140	515	234	908
1970	219	168	162	452	605	1000	1000	821	375	255	178	219	449	227	760
1971	148	114	111	182	375	1202	1121	990	532	352	228	148	464	193	844

Таблица А.2 – Расчёт интегральной кривой нагрузки

Зима				Лето			
Час	$P_t^{\text{зим}}$	Энергия	Мощность	Час	$P_t^{\text{лет}}$	Энергия	Мощность
1	430	10	10	1	385	0	5
2	420	20	15	2	380	5	7
3	415	35	20	3	378	9	9
4	410	35	20	4	376	15	20
5	410	45	22	5	365	59	25
6	408	57	24	6	360	84	35
7	406	78	27	7	350	144	40
8	403	102	30	8	345	179	45
9	400	102	30	9	340	219	55
10	400	122	32	10	330	309	60
11	398	155	35	11	325	359	75
12	395	215	40	12	310	524	75
13	390	280	45	13	310	524	80
14	385	280	45	14	305	589	83
15	385	355	50	15	302	631	85
16	380	515	60	16	300	661	85
17	370	855	80	17	300	661	90
18	350	1215	100	18	295	746	105
19	330	1785	130	19	280	1016	125
20	300	2385	160	20	260	1396	185
21	270	2805	180	21	200	2596	215
22	250	3575	215	22	170	3226	225
23	215	3690	220	23	160	3446	235
24	210	8730	430	24	150	7276	385

Таблица А.3 – Результаты расчётов для построения годовых графиков

Мощность в мегаваттах

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P <sub>ср</sub> , МВт	363	355	341	326	312	304	304	312	326	341	355	363
P <sub>мах</sub> , МВт	429	423	413	402	392	386	386	392	402	413	423	429

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водноэнергетические расчёты

Таблица Б.1 – Величины необходимые для расчёта максимальных расходов заданной обеспеченности

Год	$Q_{\max}, \text{М}^3/\text{с}$	К	К-1	$(\text{К}-1)^2$	$(\text{К}-1)^3$
1922	4482	2,81	1,815	3,293	2,81
1923	3952	2,48	1,482	2,196	2,48
1924	3490	2,19	1,192	1,420	2,19
1925	3221	2,02	1,023	1,046	2,02
1926	2913	1,83	0,829	0,688	1,83
1927	2567	1,61	0,612	0,375	1,61
1928	2375	1,49	0,492	0,242	1,49
1929	2335	1,47	0,466	0,218	1,47
1930	2144	1,35	0,346	0,120	1,35
1931	2105	1,32	0,322	0,104	1,32
1932	1913	1,20	0,201	0,041	1,20
1933	1759	1,10	0,105	0,011	1,10
1934	1575	0,99	-0,011	0,000	0,99
1935	1528	0,96	-0,040	0,002	0,96
1936	1490	0,94	-0,064	0,004	0,94
1937	1452	0,91	-0,088	0,008	0,91
1938	1436	0,90	-0,098	0,010	0,90
1939	1423	0,89	-0,106	0,011	0,89
1940	1413	0,89	-0,113	0,013	0,89
1941	1375	0,86	-0,136	0,019	0,86
1942	1355	0,85	-0,149	0,022	0,85
1943	1336	0,84	-0,161	0,026	0,84
1944	1321	0,83	-0,170	0,029	0,83
1945	1317	0,83	-0,173	0,030	0,83
1946	1298	0,82	-0,185	0,034	0,82
1947	1278	0,80	-0,197	0,039	0,80
1948	1275	0,80	-0,199	0,040	0,80
1949	1259	0,79	-0,209	0,044	0,79
1950	1244	0,78	-0,219	0,048	0,78
1951	1240	0,78	-0,221	0,049	0,78
1952	1236	0,78	-0,224	0,050	0,78
1953	1221	0,77	-0,233	0,054	0,77
1954	1190	0,75	-0,253	0,064	0,75
1955	1182	0,74	-0,258	0,066	0,74
1956	1163	0,73	-0,270	0,073	0,73
1957	1152	0,72	-0,277	0,076	0,72
1958	1144	0,72	-0,282	0,079	0,72

## Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

Год	$Q_{\max}, \text{м}^3/\text{с}$	K	K-1	$(K-1)^2$	$(K-1)^3$
1959	1140	0,72	-0,284	0,081	0,72
1960	1125	0,71	-0,293	0,086	0,71
1961	1121	0,70	-0,296	0,088	0,70
1962	1113	0,70	-0,301	0,091	0,70
1963	1105	0,69	-0,306	0,094	0,69
1964	1067	0,67	-0,330	0,109	0,67
1965	1036	0,65	-0,349	0,122	0,65
1966	1028	0,65	-0,354	0,126	0,65
1967	1005	0,63	-0,369	0,136	0,63
1968	1000	0,63	-0,372	0,138	0,63
1969	990	0,62	-0,378	0,143	0,62
1970	928	0,58	-0,417	0,174	0,58
1971	798	0,50	-0,499	0,249	0,50
	79615	50,00	0,000	12,278	12,296

Таблица Б.2 – Результаты расчёта эмпирических кривых обеспеченности

Год	$Q_{\text{ср. год}}$	Год	$Q_{\text{ср. межень}}$	Год	$Q_{\text{ср. Паводок}}$	p, %
1947	724	1968	474	1947	1311	2
1949	657	1943	326	1941	1258	4
1941	631	1937	311	1949	1251	6
1953	599	1934	306	1935	1127	8
1943	597	1947	304	1953	1115	10
1935	589	1945	303	1924	1069	12
1924	584	1946	290	1943	977	14
1942	574	1930	287	1939	953	16
1945	559	1960	283	1933	951	18
1934	552	1955	268	1938	938	20
1939	548	1961	268	1929	929	22
1938	535	1942	267	1942	924	24
1929	535	1939	258	1945	918	25
1937	522	1956	256	1969	908	27
1933	518	1954	256	1964	906	29
1969	515	1929	253	1934	897	31
1955	508	1925	252	1950	868	33
1964	504	1951	248	1959	852	35
1950	504	1938	247	1952	852	37
1961	490	1950	244	1965	849	39



Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.2

Год	Q <sub>ср. год</sub>	Год	Q <sub>ср. межень</sub>	Год	Q <sub>ср. Паводок</sub>	p, %
1959	489	1957	241	1955	844	41
1960	480	1952	238	1971	844	43
1930	476	1924	237	1968	836	45
1936	470	1931	235	1966	833	47
1931	468	1969	234	1951	832	49
1966	466	1936	233	1937	816	51
1965	464	1949	232	1936	802	53
1971	464	1962	232	1961	801	55
1946	460	1953	231	1931	798	57
1968	459	1940	230	1923	774	59
1952	458	1959	230	1963	763	61
1951	452	1922	229	1970	760	63
1970	449	1944	229	1927	759	65
1957	447	1970	227	1960	756	67
1963	442	1928	222	1922	742	69
1935	441	1964	217	1958	740	71
1962	436	1967	213	1930	739	73
1923	434	1948	213	1957	736	75
1928	434	1963	213	1928	732	76
1954	434	1933	208	1932	727	78
1944	433	1935	205	1962	721	80
1956	431	1966	204	1944	719	82
1927	431	1958	200	1948	707	84
1958	425	1927	196	1925	704	86
1922	424	1971	193	1967	702	88
1948	419	1926	192	1946	698	90
1967	417	1923	190	1926	692	92
1932	414	1932	190	1954	684	94
1926	400	1965	189	1956	676	96
1940	392	1941	183	1940	619	98

Таблица Б.3 – Результаты расчёта режимов работы станции

Месяц	I	II	III	IV	V	VI
$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	167	161	153	351	910	1162
$Q_{\text{п}}, \text{м}^3/\text{с}$	5	5	5	-1	-1	5
$Q_{\text{ф}}, \text{м}^3/\text{с}$	2	2	2	2	2	2
$Q_{\text{и}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	3	3	3	3
$Q_{\text{л}}, \text{м}^3/\text{с}$	3	3	0	-6	-6	0
$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	172	166	158	350	909	1167

Продолжение приложения Б

Месяц	I	II	III	IV	V	VI
$z_{НБ}$ , м	674,47	674,45	674,35	674,77	675,84	676,27
$H_{Н}$ , м	39,13	39,15	39,25	38,83	37,76	37,33
$N_{б}$ , МВт	58,7	56,6	53,9	122,4	308,5	389,5
$Q_{ВХК}$ , м <sup>3</sup> /с	176	176	176	352	352	352
$z_{НБ}$ , м	674,49	674,49	674,40	674,77	674,77	674,77
$H_{Н}$ , м	39,11	39,11	39,20	38,83	38,83	38,83
$N_{ВХК}$ , МВт	61,81	61,81	61,96	122,73	122,73	122,73

Окончание таблицы Б.3

Месяц	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{быт}$ , м <sup>3</sup> /с	628	479	335	299	161	170
$Q_{п}$ , м <sup>3</sup> /с	5	5	5	5	5	5
$Q_{ф}$ , м <sup>3</sup> /с	2	2	2	2	2	2
$Q_{и}$ , м <sup>3</sup> /с	3	3	3	3	0	0
$Q_{л}$ , м <sup>3</sup> /с	0	0	0	0	3	3
$Q_{ГЭС}$ , м <sup>3</sup> /с	633	484	340	304	166	175
$z_{НБ}$ , м	675,32	675,03	674,74	674,66	674,45	674,48
$H_{Н}$ , м	38,28	38,57	38,86	38,94	39,15	39,12
$N_{б}$ , МВт	215,9	165,9	116,9	104,5	56,6	59,7
$Q_{ВХК}$ , м <sup>3</sup> /с	352	352	352	352	176	176
$z_{НБ}$ , м	674,77	674,77	674,77	674,77	674,49	674,49
$H_{Н}$ , м	38,83	38,83	38,83	38,83	39,11	39,11
$N_{ВХК}$ , МВт	122,73	122,73	122,73	122,73	61,81	61,81

Таблица Б.4 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

М <sup>(1)</sup>	Расход, м <sup>3</sup> /с										$V_t$ , км <sup>3</sup>		
	Б <sup>(2)</sup>	Потери				П.Б. <sup>(7)</sup>	ВХК	ВДХ.	ГЭС	НБ	изм.	нач.	кон.
		П <sup>(3)</sup>	И <sup>(4)</sup>	Ф <sup>(5)</sup>	Л <sup>(6)</sup>								
9	335	5	3	4	0	323	352	5	8	7	0,04	4,4	4,36
10	299	5	3	2	0	289	352	15	350	352	0,13	4,36	4,23
11	161	5	0	2	3	151	176	51	350	352	0,60	4,23	3,63
12	170	5	0	2	3	160	176	231	392	394	0,67	3,63	2,96
1	167	5	0	2	3	157	176	260	430	432	0,70	2,96	2,25
2	161	5	3	2	3	148	176	272	439	441	0,69	2,25	1,56
3	153	5	3	2	0	143	176	267	428	430	0,80	1,56	0,76
4	351	-1	3	2	-6	352	352	309	462	464	0,09	0,76	0,67
5	910	-1	3	2	-6	911	352	35	386	388	-1,01	0,67	1,67
6	1162	5	3	2	0	1152	352	-388	522	524	-1,92	1,67	3,59
7	628	5	3	2	0	618	352	-740	422	424	-0,59	3,59	4,18
8	479	5	3	2	0	489	352	-227	401	403	-0,22	4,18	4,40

## Продолжение приложения Б

### Окончание таблицы Б.4

М <sup>(1)</sup>	Отметка, м			НБ	H <sub>t</sub> , м	N <sub>t</sub> , МВт
	ВБ					
	начальная	конечная	средняя			
9	714,00	713,93	713,97	674,77	38,79	122
10	713,93	713,71	713,82	674,77	38,65	121
11	713,71	712,74	713,22	675,06	37,76	133
12	712,74	711,97	712,35	675,15	36,80	142
1	711,97	711,25	711,61	675,18	36,03	142
2	711,25	709,07	710,16	675,15	34,61	133
3	709,07	699,58	704,33	675,00	28,93	120
4	699,58	697,62	698,60	674,85	23,35	81
5	697,62	709,65	703,64	675,12	28,11	132
6	709,65	712,69	711,17	674,92	35,85	136
7	712,69	713,62	713,15	674,88	37,88	136
8	713,62	714,00	713,81	674,86	38,55	136
(1) Месяц сработки-наполнения						
(2) Бытовой						
(3) Потребления						
(4) Испарения						
(5) Фильтрации						
(6) Льдообразования						
(7) Полезный бытовой						

Таблица Б.5 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году 1 способ

М	Расход, м³/с										V <sub>t</sub> , км³		
	Б	Потери				П.Б.	ВХК	ВДХ.	ГЭС	НБ			
		П	И	Ф	Л						изм.	нач.	кон.
9	373	5	3	4	0	361	352	2	375	377	0,01	4,4	4,39
10	331	5	3	2	0	321	352	55	386	388	0,14	4,39	4,25
11	187	5	0	2	3	177	176	204	391	393	0,53	4,25	3,72
12	172	5	0	2	3	162	176	256	428	430	0,66	3,72	3,06
1	182	5	0	2	3	172	176	255	437	439	0,66	3,06	2,40
2	188	5	3	2	3	175	176	232	420	422	0,60	2,40	1,80
3	178	5	3	2	0	168	176	228	406	408	0,59	1,80	1,21
4	359	-1	3	2	-6	360	352	207	566	568	0,54	1,21	0,67
5	1099	-1	3	2	-6	1100	352	-550	549	551	-1,43	0,67	2,10
6	1222	5	3	2	0	1212	352	-700	522	524	-1,81	2,10	3,91
7	695	5	3	2	0	685	352	-139	556	558	-0,36	3,91	4,27
8	601	5	3	2	0	591	352	-50	551	553	-0,13	4,27	4,40

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.5

М	Отметка, м				$H_t$ , м	$N_t$ , МВт	W, мрд. кВт·ч
	ВБ			НБ			
	нач.	кон.	ср.				
9	714,00	713,99	714,00	674,83	38,77	131	0,094
10	713,99	713,75	713,87	674,85	38,62	134	0,096
11	713,75	712,88	713,31	675,06	37,85	133	0,096
12	712,88	712,06	712,47	675,15	36,92	142	0,102
1	712,06	711,44	711,75	675,17	36,18	142	0,102
2	711,44	710,16	710,80	675,13	35,27	133	0,096
3	710,16	706,27	708,22	674,89	32,93	120	0,086
4	706,27	697,65	701,96	675,21	26,35	134	0,096
5	697,65	710,98	704,32	675,18	28,74	142	0,102
6	710,98	713,17	712,08	675,12	36,55	171	0,123
7	713,17	713,78	713,47	675,19	37,88	189	0,136
8	713,78	714,00	713,89	675,18	38,31	190	0,136
							1,267

Таблица Б.6 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году 2 способ

М	Расход, м <sup>3</sup> /с										$V_t$ , км <sup>3</sup>		
	Б	Потери				П.Б.	ВХК	ВДХ.	ГЭС	НБ	изм.	нач.	кон.
		П	И	Ф	Л								
9	373	5	3	4	0	361	352	2	375	377	0,012	4,4	4,39
10	331	5	3	2	0	321	352	55	386	388	0,15	4,36	4,21
11	187	5	0	2	3	177	176	204	391	393	0,54	4,22	3,72
12	172	5	0	2	3	162	176	256	428	430	0,66	3,71	3,06
1	182	5	0	2	3	172	176	255	437	439	0,66	3,06	2,37
2	188	5	3	2	3	175	176	232	420	422	0,61	2,38	1,80
3	178	5	3	2	0	168	176	228	406	408	0,59	1,81	1,24
4	359	-1	3	2	-6	360	352	207	566	568	0,52	1,21	0,68
5	1099	-1	3	2	-6	1100	352	-550	549	551	-1,41	0,67	2,11
6	1222	5	3	2	0	1212	352	-700	522	524	-1,81	2,10	3,91
7	695	5	3	2	0	685	352	-139	556	558	-0,37	3,91	4,26
8	601	5	3	2	0	591	352	-50	551	553	-0,13	4,27	4,40

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.5

М	Отметка, м				$H_t$ , м	$N_t$ , МВт	W, млн. кВт·ч
	ВБ			НБ			
	нач.	кон.	ср.				
9	714,00	713,98	714,00	674,82	38,75	130,9	0,093
10	713,99	713,76	713,86	674,86	38,61	133,8	0,095
11	713,75	712,89	713,30	675,07	37,84	133,0	0,096
12	712,88	712,05	712,46	675,16	36,91	142	0,102
1	712,06	711,43	711,76	675,18	36,19	142	0,102
2	711,44	710,15	710,81	675,14	35,28	133	0,096
3	710,16	706,28	708,23	674,88	32,94	119,8	0,085
4	706,27	697,64	701,97	675,22	26,36	134,0	0,096
5	697,65	710,97	704,33	675,17	28,75	142,0	0,102
6	710,98	713,18	712,09	675,11	36,56	170,9	0,122
7	713,17	713,78	713,48	675,15	37,89	188,8	0,135
8	713,78	714,00	713,89	675,18	38,30	190,0	0,136
							1,252

Окончание приложения Б

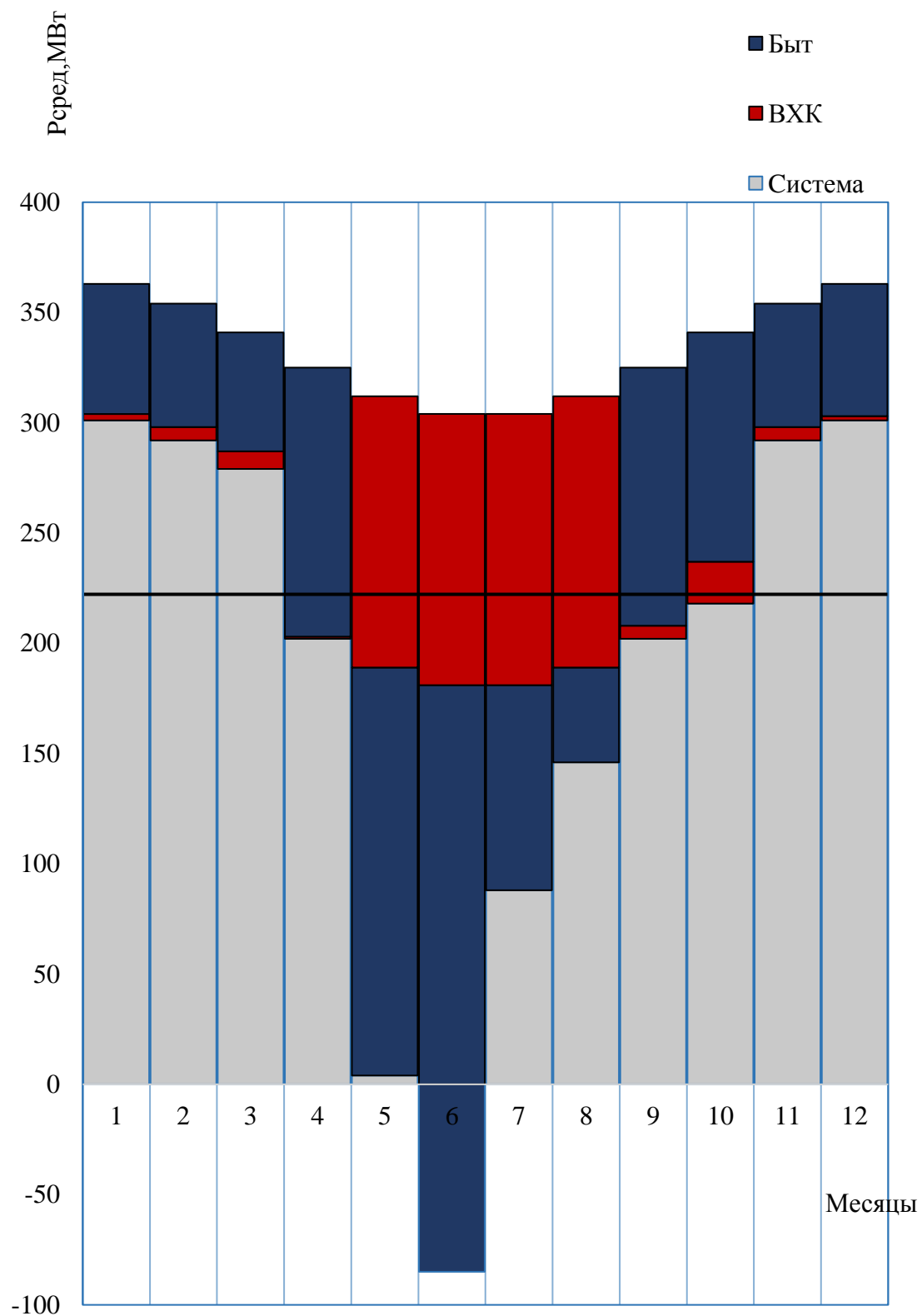


Рисунок Б.1 – Годовой среднемесячный график нагрузки энергосистемы

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Сводная таблица для ПЛ40а-В

Параметр	Диаметр рабочего колеса по стандартному ряду								
$D_1$ , м	3,2	3,6	3,8	4,0	4,3	4,5	4,8	5,0	5,3
$\eta_T$ , о.е.	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
$N'_a$ , МВт	32	40	45	51,9	58,6	65,7	73,2	81	91,3
$z'_a$	6,4	5,1	4,5	4,0	3,5	3,1	2,8	2,5	2,3
$z_a$	8,0	6,0	6,0	4,0	4,0	4,0	3,0	3,0	3,0
$N_a$ , МВт	25,8	34,5	34,5	51,75	51,75	51,75	69	69	69
$\Delta$ , о.е.	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04
$n$ , об/с	240,57	213,56	202,21	189,62	178,50	168,62	159,77	151,81	143,25
$n_c$ , об/с	250,00	214,30	200,00	187,50	187,50	166,70	166,70	150,00	142,80
$n'_{I\max}$ , об/с	124,43	120,15	118,43	118,40	125,77	118,37	124,92	118,30	119,36
$n'_{Ip}$ , об/с	129,90	125,43	123,63	123,60	131,30	123,58	130,42	123,51	124,61
$n'_{I\min}$ , об/с	166,76	161,03	158,72	158,68	168,56	158,65	167,43	158,56	159,97
$Q'_I \cdot \eta_T$ на $n'_{Ip}$	1,29	1,35	1,21	1,60	1,42	1,26	1,51	1,37	1,22
$Q'_I \cdot \eta_T$ на $n'_{I\min}$	1,13	1,19	1,07	1,41	1,25	1,11	1,33	1,20	1,07
$Q'_{I\min}$ при $n'_{I\min}$	1,25	0,99	0,88	0,78	0,69	0,61	0,55	0,50	0,44
$Q'_{I\min}$ при $n'_{I\max}$	0,93	0,74	0,66	0,58	0,51	0,69	0,62	0,56	0,49

Таблица В.2 – Сводная таблица для ПЛ40б-В

Параметр	Диаметр рабочего колеса по стандартному ряду								
$D_1$ , м	3,15	3,55	3,75	4,00	4,25	4,50	4,75	5,00	5,30
$\eta_T$ , о.е.	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
$N'_a$ , МВт	30,4	38,6	43,1	49,1	55,5	62,2	69,4	76,9	86,5
$z'_a$	6,80	5,35	4,79	4,21	3,73	3,32	2,98	2,69	2,39
$z_a$	8,00	6,00	5,00	5,00	4,00	4,00	3,00	3,00	3,00
$N_a$ , МВт	25,8	34,5	41,4	41,4	51,75	51,75	69	69	69
$\Delta$ , о.е.	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
$n$ , об/с	236,57	210,02	198,86	186,48	175,55	165,84	157,14	149,31	140,89
$n_c$ , об/с	230,80	214,30	200,00	187,50	166,70	166,70	150,00	150,00	142,80
$n'_{I\max}$ , об/с	114,67	119,93	118,20	118,17	111,60	118,14	112,19	118,07	119,12
$n'_{Ip}$ , об/с	119,71	125,20	123,40	123,37	116,51	123,34	117,12	123,26	124,36
$n'_{I\min}$ , об/с	153,68	160,74	158,43	158,38	149,58	158,34	150,36	158,25	159,65
$Q'_I \cdot \eta_T$ на $n'_{Ip}$	1,29	1,35	1,46	1,28	1,42	1,26	1,51	1,37	1,22
$Q'_I \cdot \eta_T$ на $n'_{I\min}$	1,13	1,19	1,28	1,13	1,25	1,11	1,33	1,20	1,07
$Q'_{I\min}$ при $n'_{I\min}$	1,25	0,98	0,88	0,77	0,69	0,92	0,82	0,74	0,66
$Q'_{I\min}$ при $n'_{I\max}$	0,93	0,73	0,66	0,58	0,51	0,68	0,61	0,55	0,49

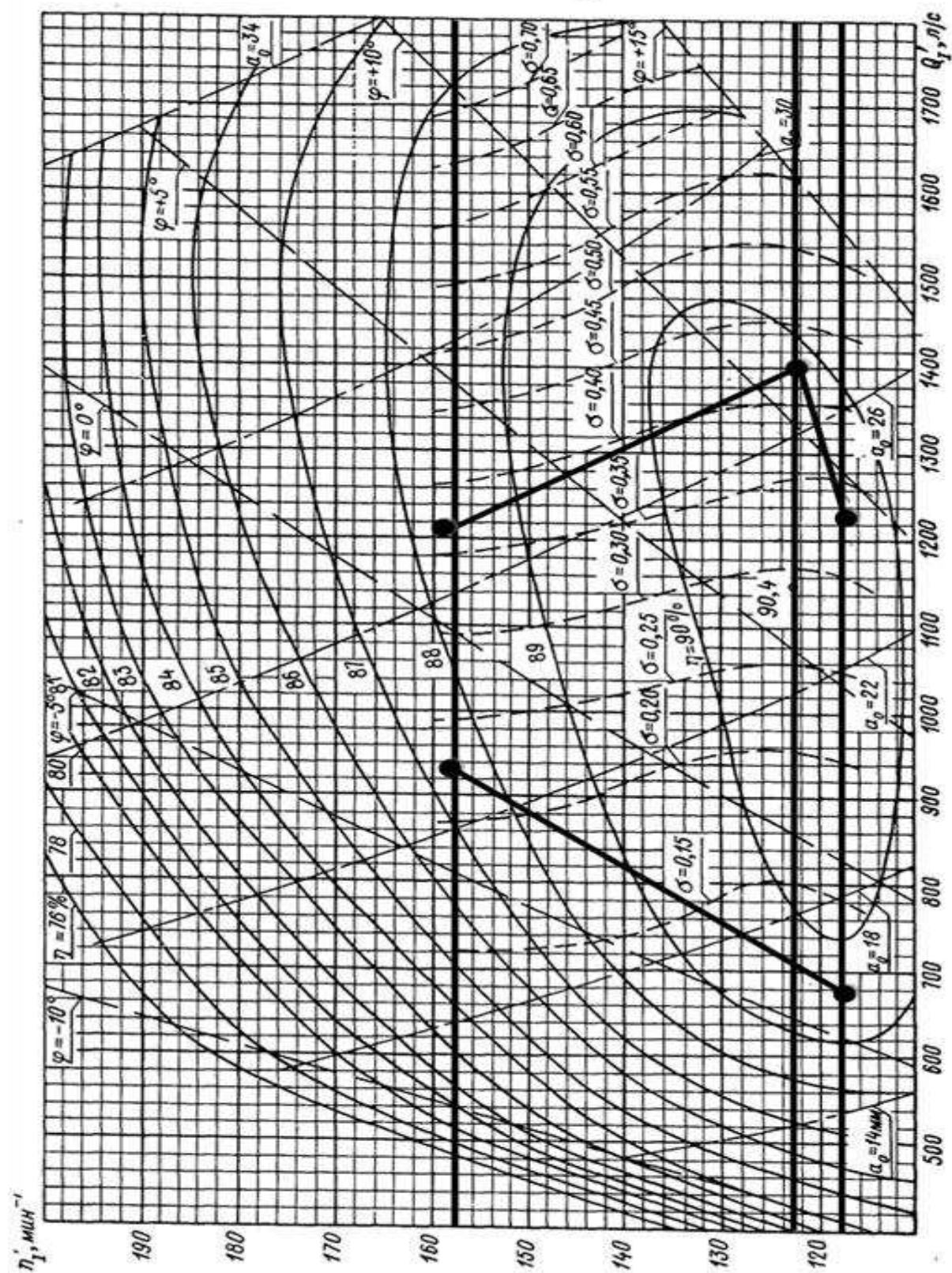


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика ПЛ406-В



## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Электрическая часть



Рисунок Г.1 –Место расположения подстанции Кызылская

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Релейная защита и автоматика

Таблица Д.1 – Уставки защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,63 А
			Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-
			Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	2,09 А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,29 А
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	5 В
		$t_2$	$U_{02G}$	-	10 В
		$t_3$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$		Коэффициент торможения, $K_T$	1,1	-
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,08 \cdot I_H$	0,33 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,63 А
		ОТС I	$I_{2с.з.}$	$7,18 \cdot I_H$	30,1 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,48 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,61 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,22 \cdot I_{НОМ}$	5,11 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,084	1,2 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,35	4,8 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_p \text{ СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,97 А
		ПО	$I_p \text{ ПУСК.}$	$1,2 \cdot I_{НОМ.Р}$	5,17 А
		Отсечка	$I_p \text{ ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{НОМ.Р}$	10,17 А

## Окончание приложения Д

Таблица Д.2 – Матрица отключений защит

Защиты	Действия		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		+	+	+	+			
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$							+
		$t_2$						+	
		$t_3$	+	+	+				
	$U_0$	$t$	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень $t_1$	+	+					
		2 ступень $t_2$	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО							+
		ИО		+	+				
		ОТС I	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+				
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО							+
		ИО		+	+				
		ОТС	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+				
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+	+			
		2 ступень	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+				
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО							+
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

### Компоновка и сооружения гидроузла

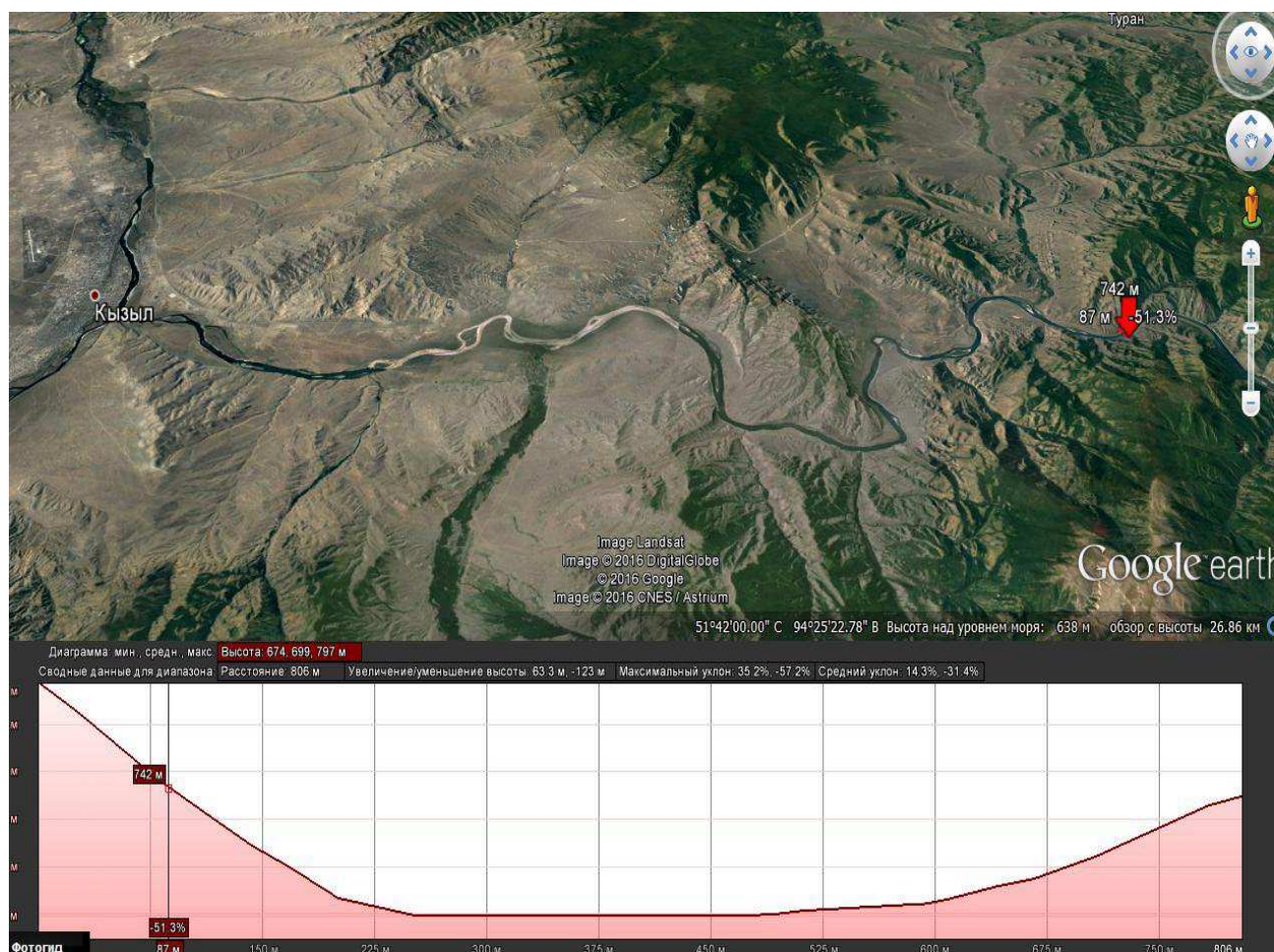
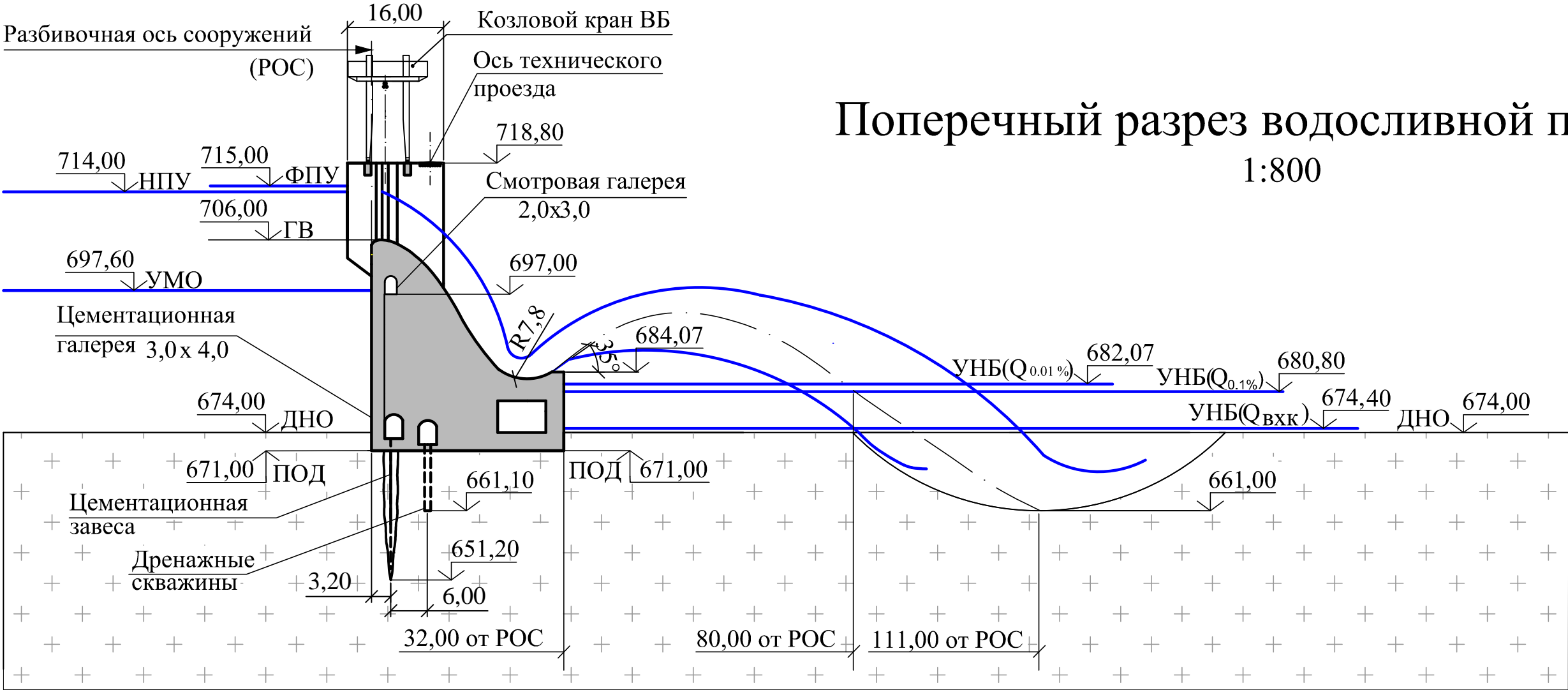


Рисунок Е.1 –Створ Гэсэрского гидроузла

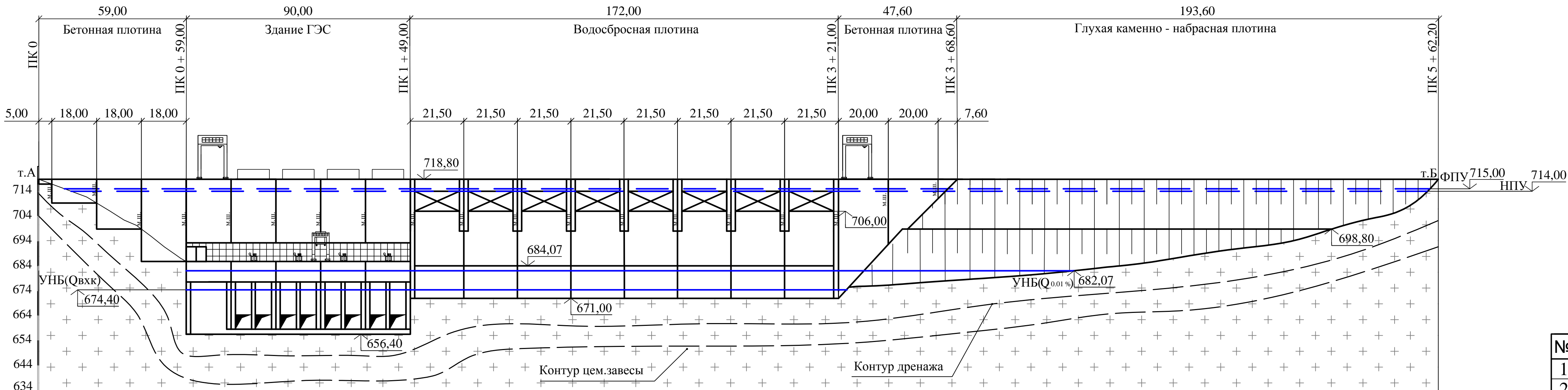




1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.  
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 541310641 - ГП.

							ВКР - 13.03.02.06 - 541310641 - ГР2			
							Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата	Проектирование Гэсэрской ГЭС на р. Большой Енисей		Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Аравгеев								1	1
Провер.	Лыбина									
Т.контр.	Погонийченко									
Н.контр.	Полежаева					Водосливная плотина.Разрез по оси секции.План		ГГЭЭС, 2017		
Утв.	Татарников									

Вид с нижнего бьефа  
1:1000



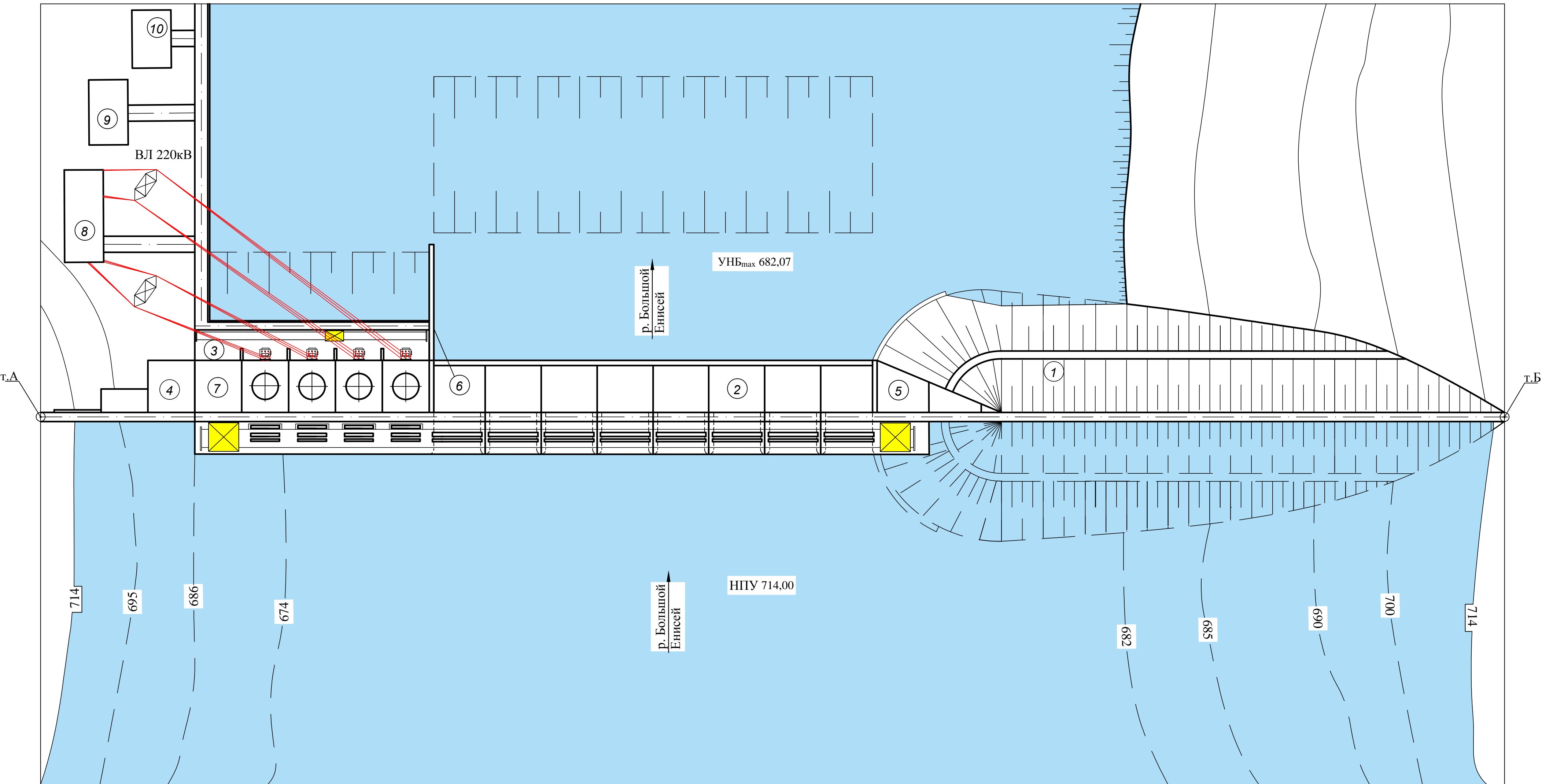
Условные обозначения:

- гидроагрегат
- опора ВЛЭП
- диорит

Экспликация сооружений

№	Наименование
1	Правобережная глухая каменно - набросная плотина
2	Бетонная водосливная плотина
3	Русловое здание ГЭС
4	Левобережная глухая бетонная плотина
5	Правобережная глухая бетонная плотина
6	Разделительный устой
7	Монтажная площадка
8	Распределительное устройство
9	Здание административно - технического персонала
10	Производственные помещения

Генеральный план  
1:1000



Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование
1	ВКР-13.03.02-541310641 ГП	Геплан. Вид с нижнего бьефа. Экспликация сооружений.
2	ВКР-13.03.02-541310641 ГР1	Здание ГЭС. Разрез по оси агрегата. Основные характеристики гидроагрегатов
3	ВКР-13.03.02-541310641 ГР2	Водосливная плотина. Разрез по по оси секции. План
4	ВКР-13.03.02-541310641 ЭС	Главная схема электрических соединений
5	ВКР-13.03.02-541310641 РР	Сбор нагрузок действующих на водосливную плотину
6	ДП-13.03.02-541310641 ПЗ	Пояснительная записка

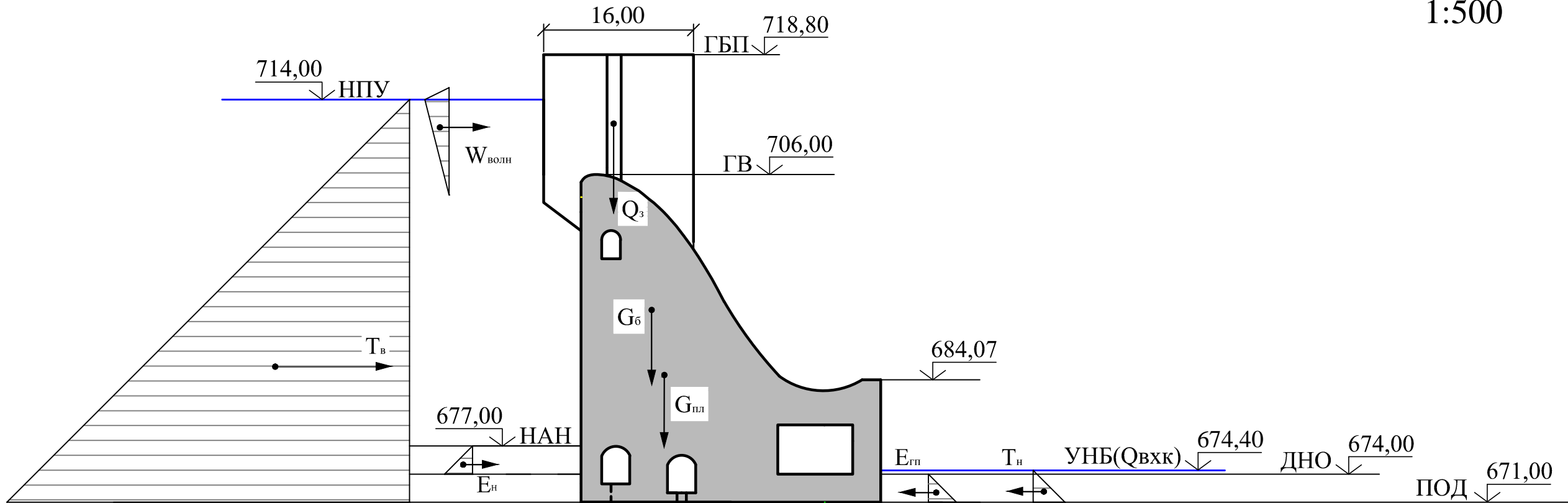
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

ВКР - 13.03.02 - 541310641 - ГП					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Аравгеев				
Провер.	Дыбина				
Т.контр.	Погояйченко				
Н.контр.	Полежаева				
Утв.	Татарников				
Проектирование ГЭСрской ГЭС на р. Большой Енисей				Стация	Лист
Генплан. Вид с нижнего бьефа. Экспликация сооружений. Ведомость состава проекта				1	1
				ГТЭС, 2017	

Формат А1

Сбор нагрузок, действующих на водосливную плотину

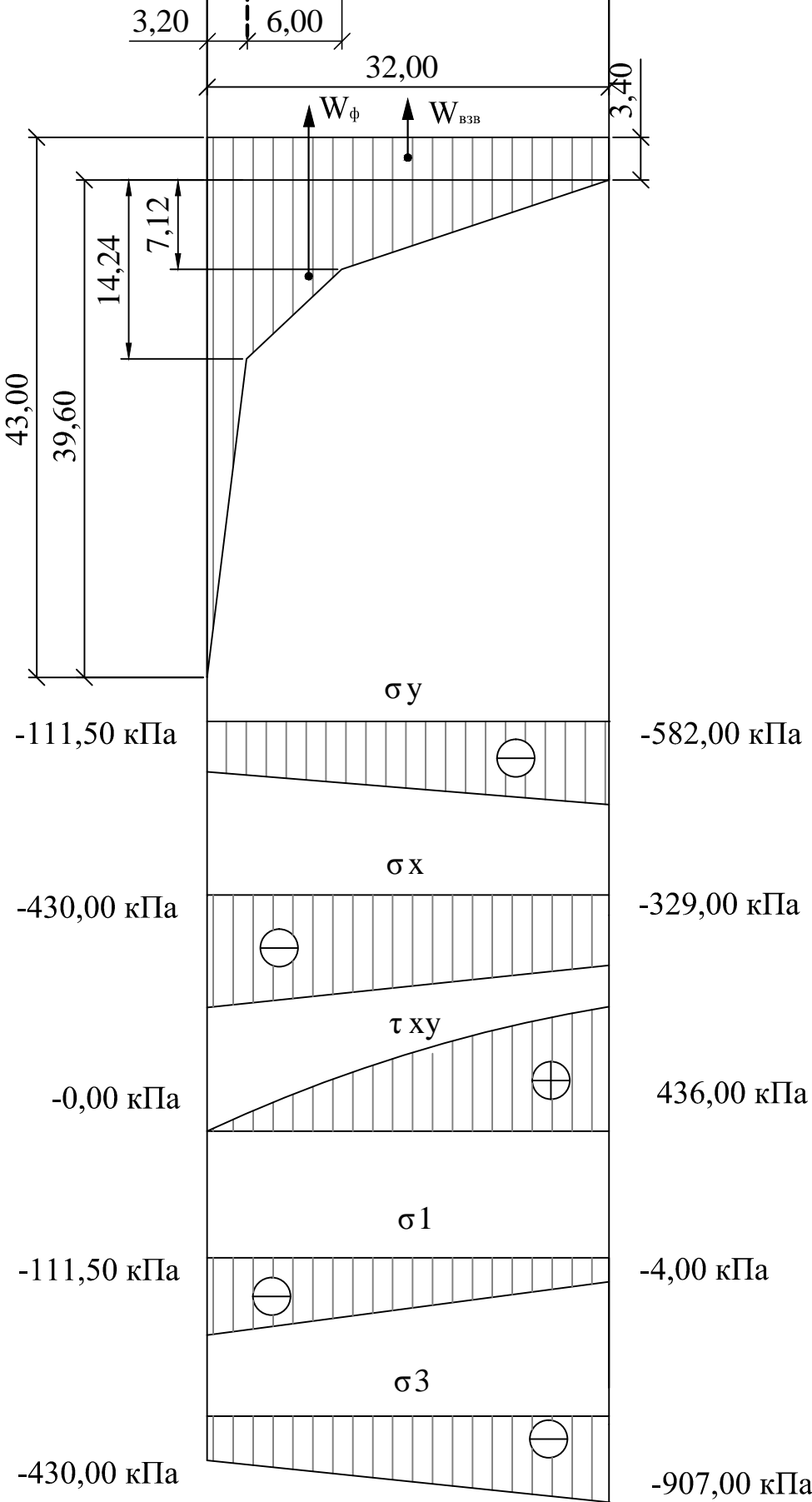
1:500



Нагрузки:  
Гпл - вес водосливной плотины;  
Гб - вес бычка;  
Тв - гидростатическое давление воды со стороны верхнего бьефа;  
Тн - гидростатическое давление воды со стороны нижнего бьефа;  
Wф - фильтрационное давление воды;  
Wвзв - взвешивающее давление воды;  
Qз - вес затворов;  
Ен - наносы;  
Епл - пассивное давление грунта.

Напряжения:  
су - нормальные напряжения, действующие по горизонтальным площадкам, кПа;  
сх - нормальные напряжения, действующие по вертикальным площадкам, кПа;  
тху - касательные напряжения;  
σ1, σ3 - главные напряжения.

Напряжения в сечении  
"основание - бетон"

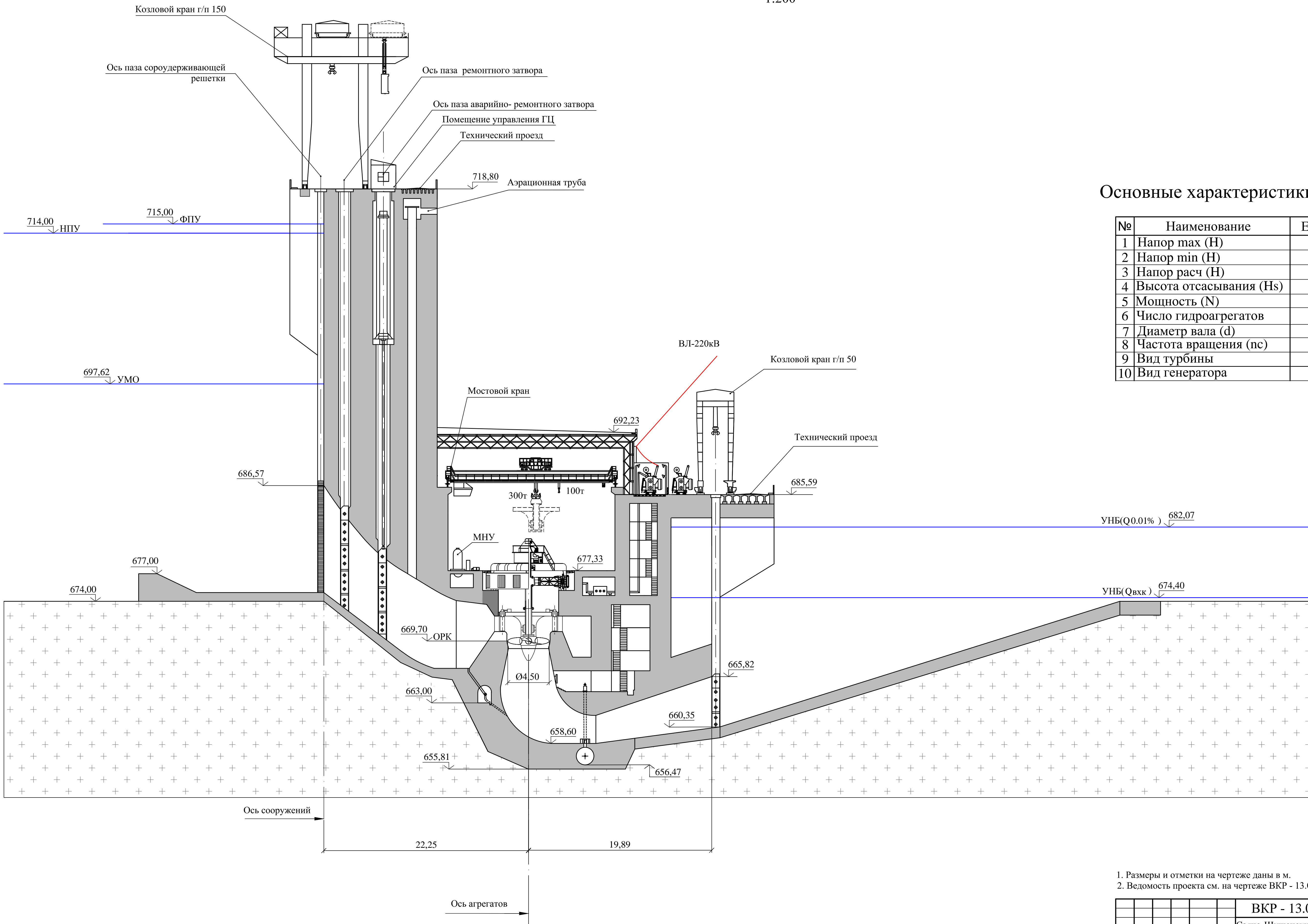


1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 541310641 - ГП.

						ВКР - 13.03.02.06 - 541310641 - РР			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата	Проектирование Гэсэрской ГЭС на р. Большой Енисей	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Аравгеев						1	1
Провер.		Лыбина							
Т.контр.		Погоняйченко							
Н.контр.		Полежаева				Сбор нагрузок действующих на водоливную плотину. Напряжения в сечении	ГГЭЭС, 2017		
Утв.		Татарников							



Разрез по оси агрегата  
1:200



Основные характеристики гидроагрегатов

№	Наименование	Ед.изм	Показатели
1	Напор max (Н)	м	38,8
2	Напор min (Н)	м	21,6
3	Напор расч (Н)	м	35,6
4	Высота отсасывания (Нs)	м	-5,3
5	Мощность (N)	МВт	51,75
6	Число гидроагрегатов	шт	4
7	Диаметр вала (d)	м	0,8
8	Частота вращения (nc)	об/мин	166,7
9	Вид турбины	ПЛ 406-В-450	
10	Вид генератора	СВ 808/130-36	

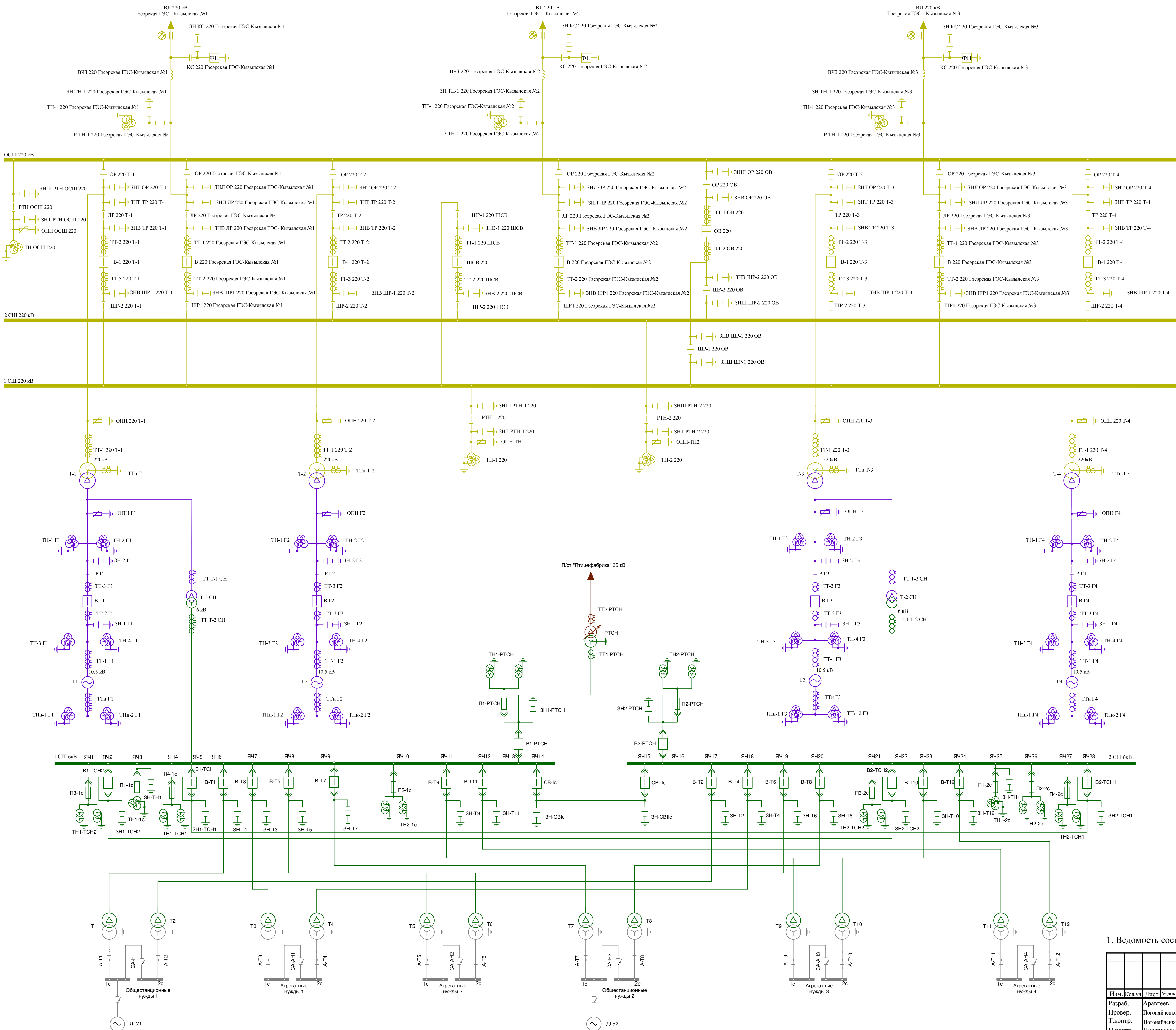
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.  
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 541310641 - ГП.

						ВКР - 13.03.02 - 541310641 - ГР1			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.у.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Проектирование ГЭС на р. Большой Енисей	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Аравгеев						1	
Провер.		Масленикова							
Т.контр.		Погояйченко							
И.контр.		Полежаева				Здание ГЭС. Разрез по оси агрегата. Основные характеристики гидроагрегатов	ГГЭС, 2017		
Утв.		Татарников							



Согласовано

Имя, № подл. Подпись и дата Взам. инв. №



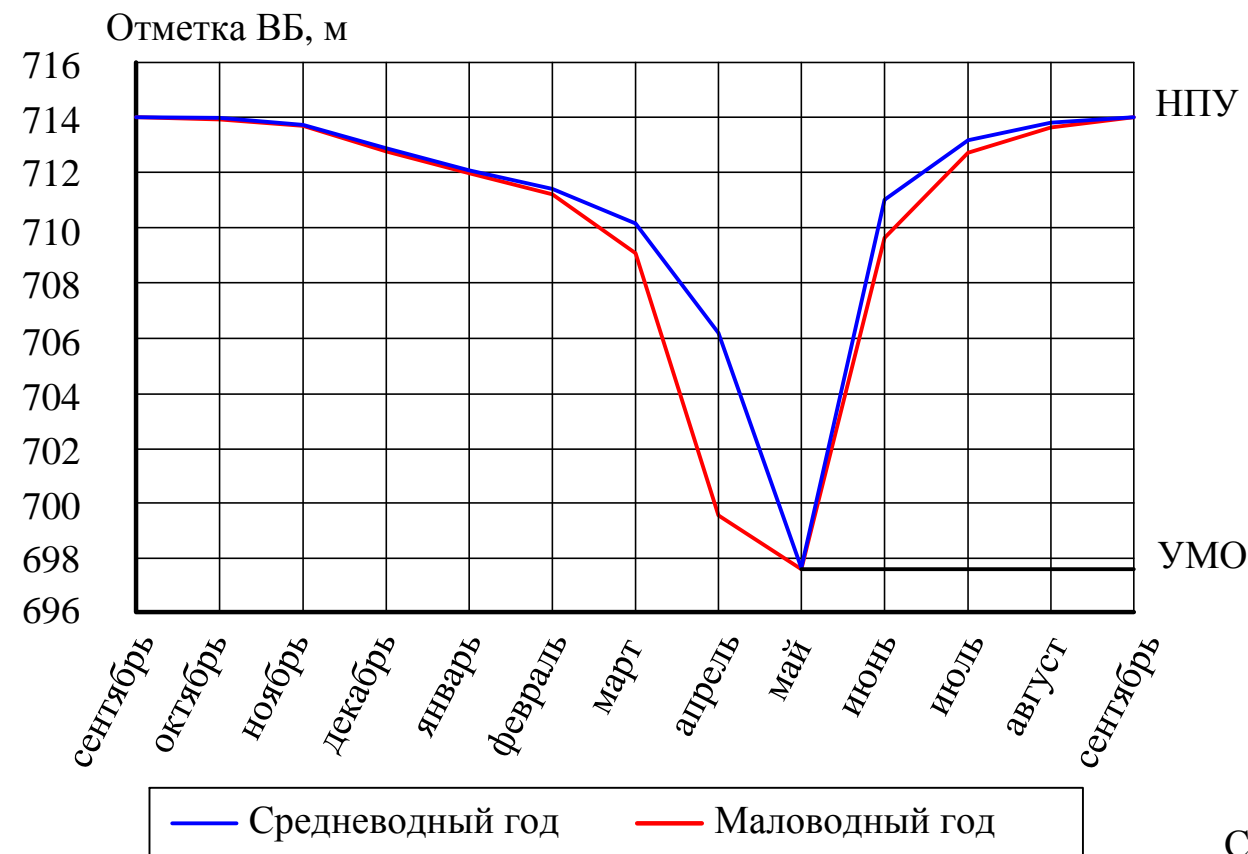
1. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 541310641 - ГП.

						ВКР - 13.03.02.06 - 541310641-ЭС					
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование ГЭСрской ГЭС на р. Большой Енисей	Стадия	Лист	Листов		
Разраб.				Аврагеев							
Провер.				Погонайченко					1	1	
Т. контр.				Погонайченко							
Н.контр.				Полежаева		Главная электрическая схема	ГТЭС, 2017				
Утв.				Татарников							

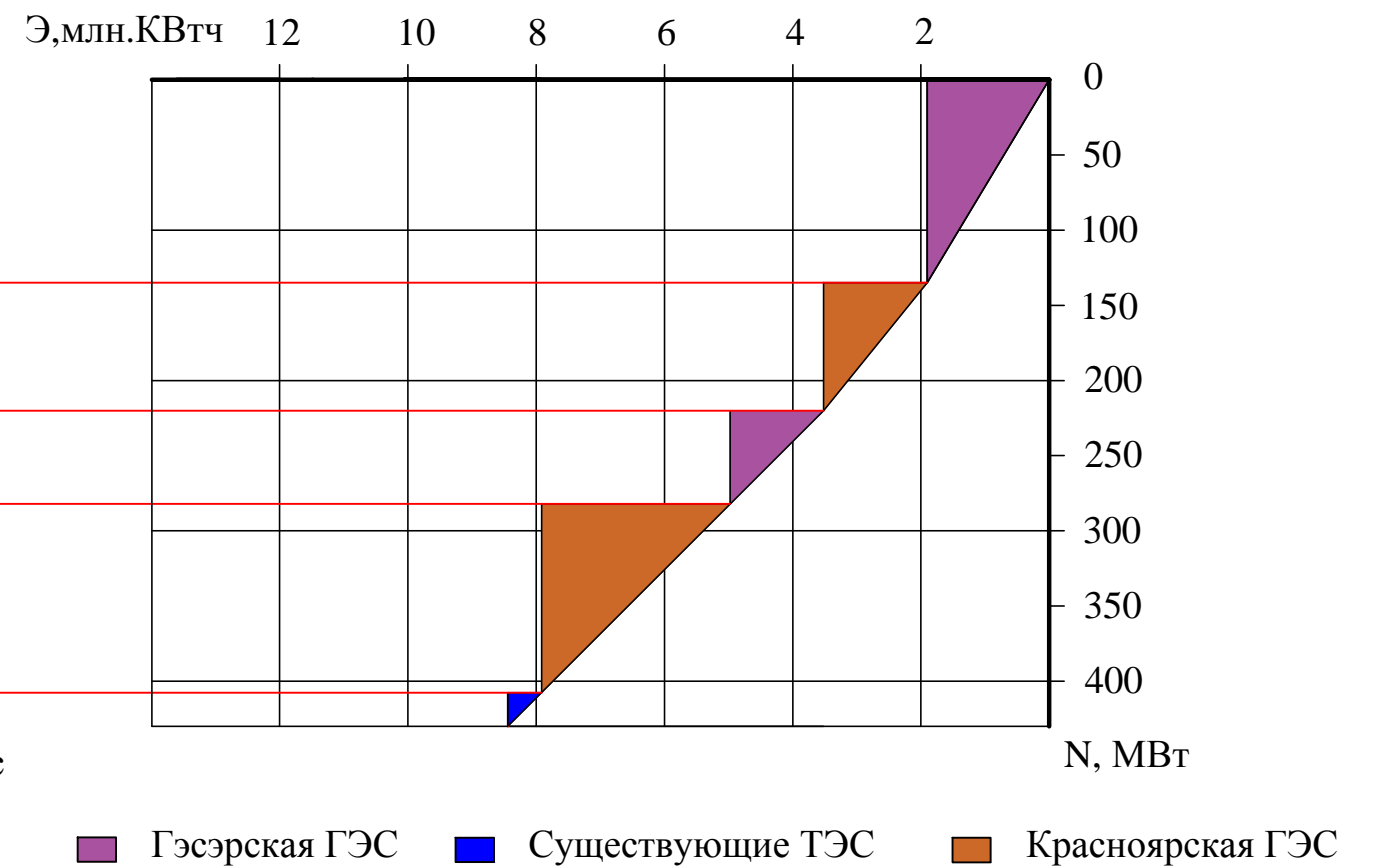
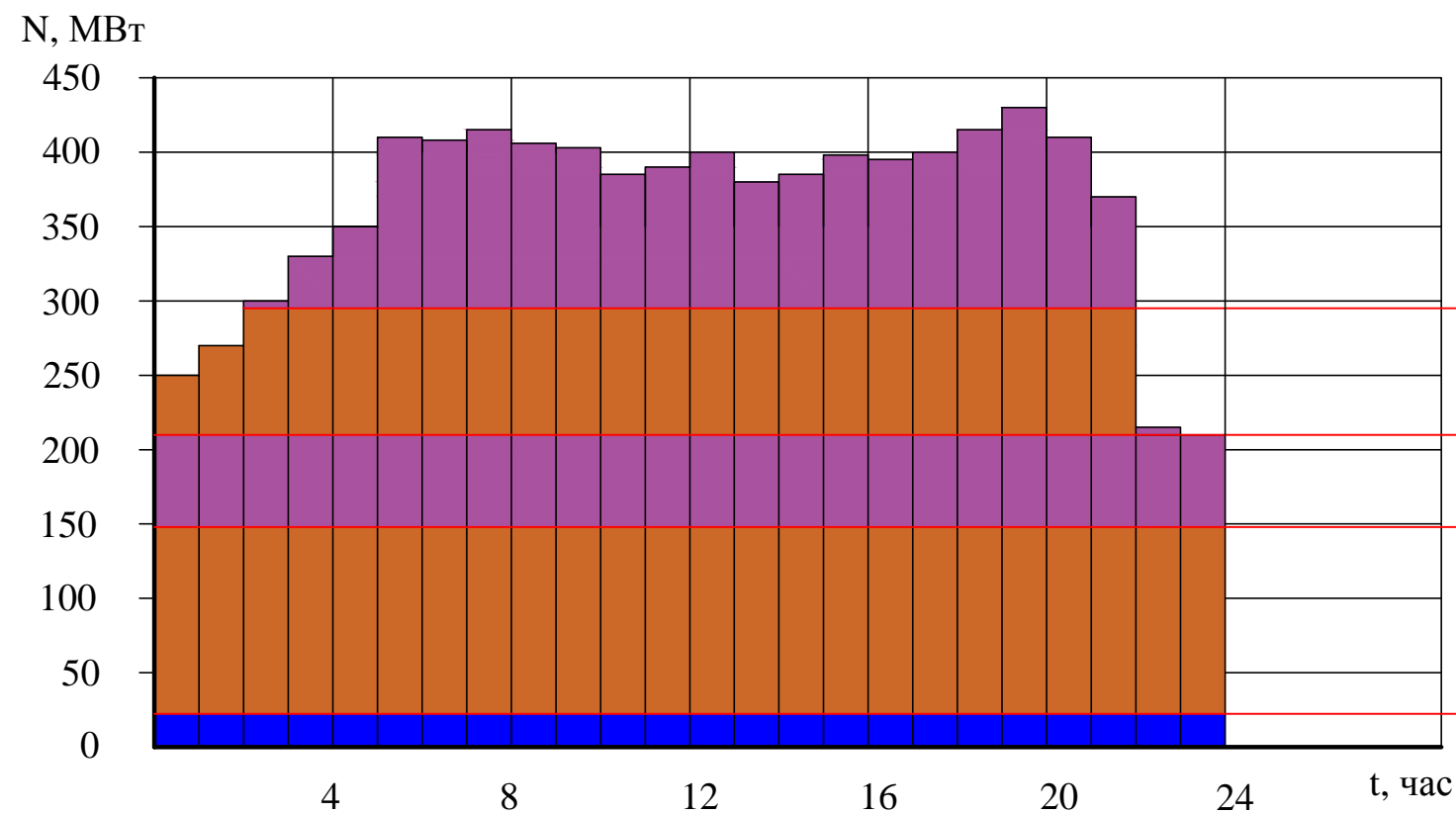
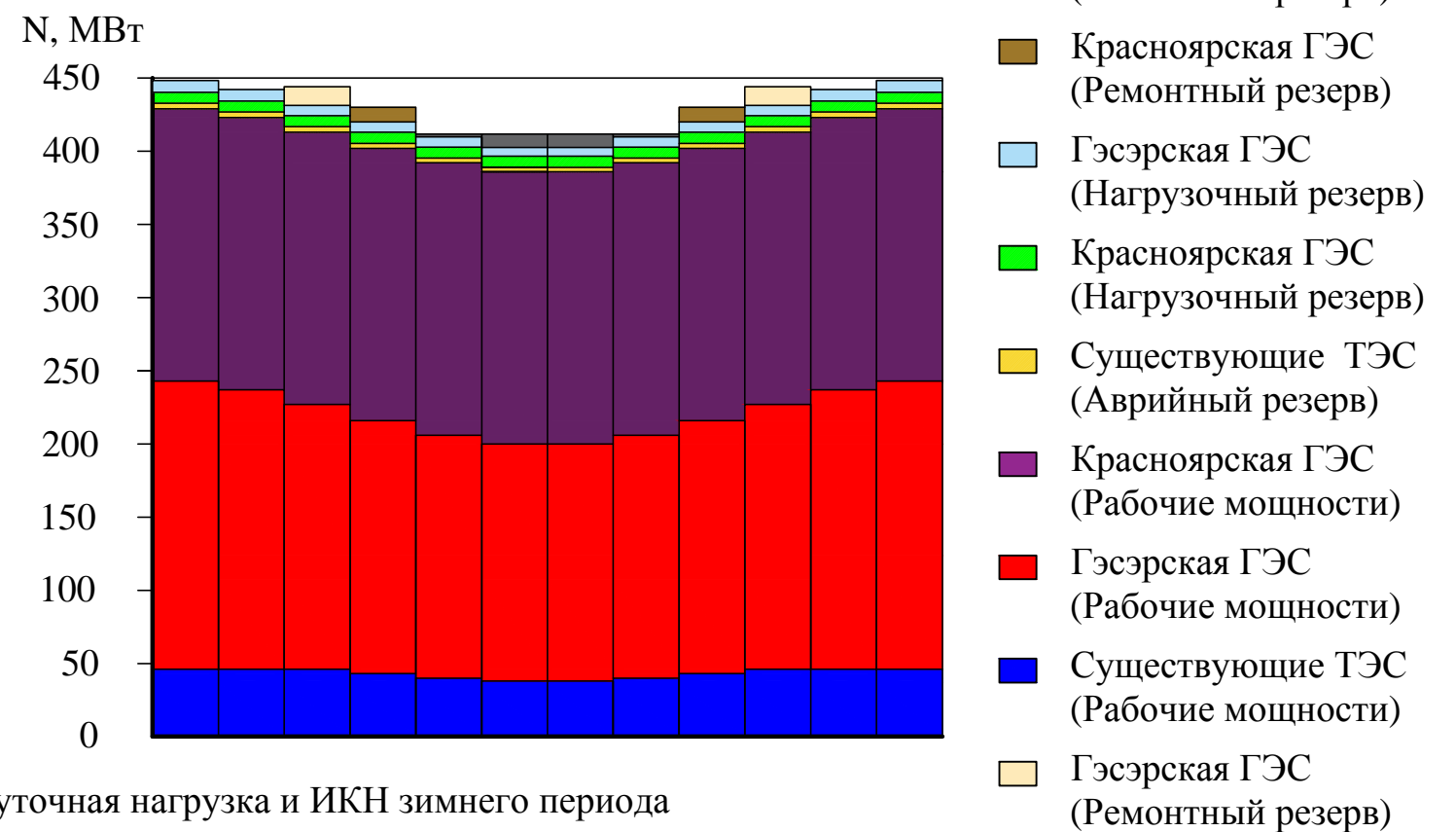
Формат А1

Установленная мощность Гэсэрской ГЭС 207 МВт. Гарантированная мощность станции 142 МВт.  
 Среднемноголетняя выработка 1,267 млрд.кВтч. Отметка НПУ 714 м. Отметка УМО 697,62 м. Полезный объем  
 водохранилища 3,7 куб.км.

График сработки-наполнения водохранилища



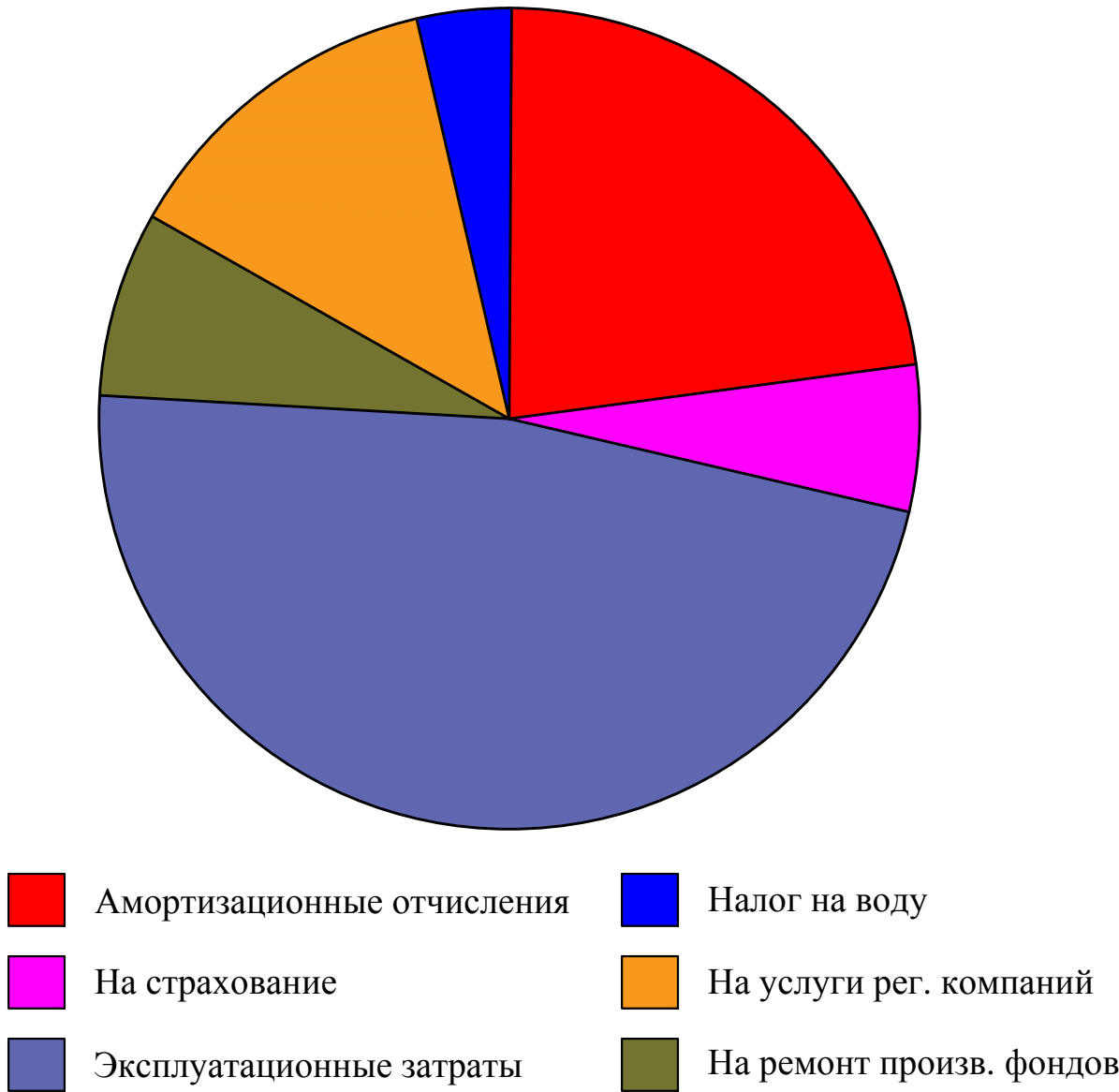
Баланс мощности Тувинской ЭС



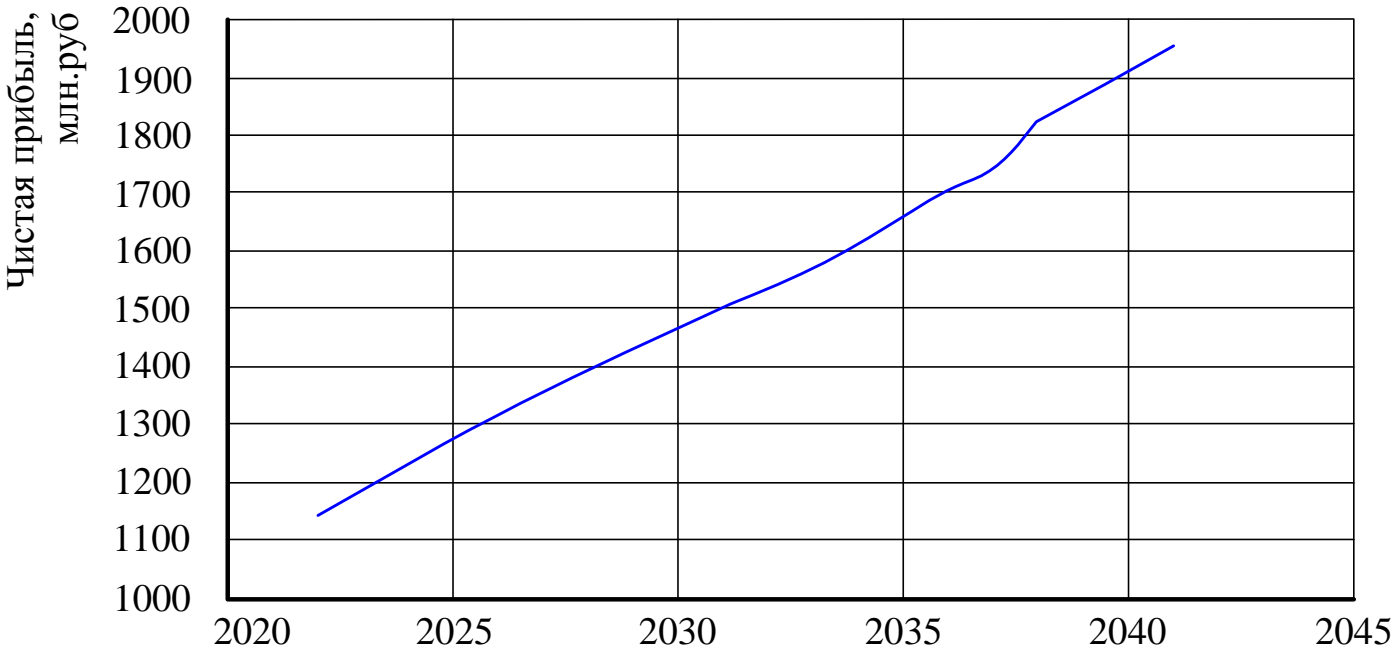
Основные технико-экономические показатели строительства  
Гэсэрской гидроэлектростанции на р.Большой Енисей

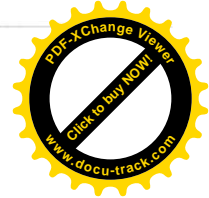
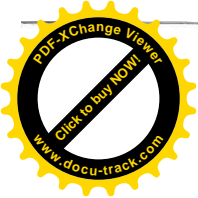
Год начала реализации проекта	2017
Ставка дисконтирования	11,6 %
Удельные капиталовложения	116880 руб/кВт
Чистый приведенный доход	6699,80 млн. руб
Срок окупаемости	6 лет 1 месяц
Себестоимость электроэнергии	13 коп/кВт.ч
Индекс прибыльности	1,61

Структура текущих затрат по гидроузлу, %



Чистая прибыль по годам





Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В.И. Татарников

  
подпись

« 17 » 07 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГЭСЭРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БОЛЬШОЙ  
ЕНИСЕЙ. СИСТЕМЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ ГГ, ОСОБЕННОСТИ И  
КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СХЕМЫ,  
НАЗНАЧЕНИЕ УЗЛОВ, МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ И СИСТЕМЫ  
ИЗМЕРЕНИЙ**

Руководитель  15.06.17  
подпись, дата

Начальник ОС  
Филиала ПАО «РусГидро»  
«Саяно-Шушенская ГЭС  
имени П.С. Непорожного»  
должность

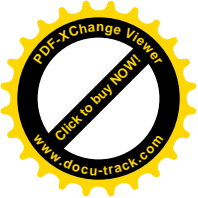
И.Ю. Погоняйченко  
инициалы, фамилия

Выпускник Аравгеев 15.06.17  
подпись, дата

Б.С. Аравгеев  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2017





Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование ГЭСэрской ГЭС на реке Большой Енисей. Системы возбуждения ГГ, особенности и конструктивное исполнение, электрические схемы, назначение узлов, методы контроля и системы измерений.

Консультанты по  
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зам 8.06.17 8.10.Затеева  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Гидротурбинное,  
Гидромеханическое и вспомогательное  
оборудование

Реев 22.06.17 Р.В. Мосеев  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Электрическая часть

15.06.17 И.Ю. Пономаренко  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

18.04.17 А.В. Широнов  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

20.04.17 Т.А. Лобина  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Охрана труда и пожарная безопасность

12.06.17 М.В. Дрозд  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

18.04.17 В.В. Лавасов  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Нормоконтролер

16.06.17 А.А. Забонко  
подпись, дата                      инициалы, фамилия